Office national de l'énergie | National Energy Board

Note d'information sur l'énergie

Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

pétrole

Décembre 2011

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2011
représentée par l'Office national de l'énergie

ISSN 1917-5078

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2011 as represented by the National Energy Board

ISSN 1917-506X

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

Printed in Canada

Table des matières

Avant-propos ii

Introduction 1

Rappel historique de la production de pétrole léger dans le BSOC 2

Niveaux d'activité et de production pour le pétrole de réservoirs étanches 4

Géologie 7

Production de pétrole et de gaz 7

Gisements de pétrole de réservoirs étanches 8

Ingénierie 9

Structure d'un puits 9

Complétion d'un puits 10

Scénarios de mise en valeur 10

Description des zones 11

Formation de Bakken/Exshaw (Manitoba, Saskatchewan, Alberta et Colombie-Britannique) 12

Formation de Cardium (Alberta) 14

Formation de Viking (Alberta et Saskatchewan) 14

Unité inférieure de la formation de Shaunavon (Saskatchewan) 15

Formation de Montney/Doig (Alberta) 16

Formation de Duvernay/Muskwa (Alberta) 17

Groupe de Beaverhill Lake (Alberta) 18

Unité inférieure de la formation d'Amaranth (Manitoba) 20

Observations 21

Annexe A 22

Activités pétrolières dans l'Ouest canadien (bitume non compris) 22

Ouest canadien – Activités liées au pétrole de réservoirs étanches 23

Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Bakken et les unités s'y rattachant 25

Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Cardium 28

Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Viking 29

Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans l'unité inférieure de Shaunavon 31

Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans l'unité inférieure de la formation d'Amaranth (Spearfish) 32

Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans les formations de Montney/Doig 34

Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Beaverhill Lake (et des formations s'y rattachant) 35

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme de réglementation fédéral indépendant dont la raison d'être est de promouvoir la sécurité et la sûreté, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans l'intérêt public canadien[1], en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

La réglementation de la construction et de l'exploitation des oléoducs et des gazoducs internationaux et interprovinciaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées compte au nombre des principales responsabilités de l'Office. Il réglemente en outre les droits et les tarifs des pipelines qui sont de son ressort. Par ailleurs, au chapitre des produits énergétiques eux-mêmes, l'Office réglemente les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité ainsi que les importations de gaz naturel. Enfin, il réglemente l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dans les régions pionnières et les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales.

L'Office surveille également les marchés de l'énergie et s'exprime sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays.[2] Dans le cadre de cette surveillance, l'Office publie périodiquement des évaluations de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel au Canada. Ces évaluations traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada. La présente note d'information sur l'énergie intitulée *Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien* est du nombre. Elle examine les divers aspects de la mise en valeur du pétrole de schiste ou « pétrole de réservoirs étanches » du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, afin d'aider la population à comprendre en quoi consiste cette ressource énergétique émergente.

Si quelqu'un souhaite utiliser le contenu du présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office, il peut le soumettre à cette fin, comme pour tout autre document public. Cependant, en agissant ainsi, cette partie fait sienne l'information déposée et peut devoir répondre à des questions portant sur celle-ci.

Le présent rapport ne fournit aucune indication quant à l'approbation ou au rejet d'une demande d'autorisation donnée. L'Office étudiera chaque demande en se fondant sur les documents qui lui seront soumis en preuve à ce moment.

---

1 L'ONÉ remplit son mandat dans l'intérêt public, une notion qui englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes et qui consiste en un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

2 En vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la décision GHR-1-87 de l'Office, cette activité fait partie intégrante du mandat de l'Office.

Introduction

L'exploitation du « pétrole de réservoirs étanches » ou « pétrole léger de réservoirs étanches » s'inscrit dans un mouvement récent dans le secteur, qui consiste à utiliser le forage horizontal et la fracturation hydraulique en plusieurs étapes[3] pour exploiter les gisements de pétrole léger très peu perméables[4]. Cette technologie a déjà métamorphosé l'industrie nord-américaine du gaz naturel depuis dix ans, au point où les prévisions de pénurie de ce produit ont fait place à un approvisionnement d'une telle abondance que l'on peut désormais envisager d'en exporter sous forme de gaz naturel liquéfié. La mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches a commencé dans la formation de Bakken au Dakota du Nord et au Montana (États-Unis). En juin 2011, la production de pétrole provenant de la partie américaine de la zone pétrolière de Bakken s'élevait à près de 64 000 m^3/j (400 000 b/j)[5,6], une augmentation de 400 % par rapport à la production de 2005. Dans sa partie canadienne, en Saskatchewan et au Manitoba, la production de la zone pétrolière étanche de Bakken totalisait plus de 12 400 m^3/j (78 000 b/j) en mars 2011, la croissance ayant surtout été enregistrée à partir du milieu de 2007. L'ONÉ estime que la production canadienne de pétrole provenant de réservoirs étanches s'élevait à plus de 25 400 m^3/j (160 000 b/j) en mars 2011.

Le présent rapport examine brièvement les zones pétrolières émergentes des réservoirs étanches du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). On y indique les particularités géologiques et l'activité et la production en cours, en plus d'y fournir des estimations des ressources et des réserves quand elles sont connues. Le lecteur trouvera à l'annexe A des graphiques qui résument la situation en ce qui a trait aux permis d'exploitation, aux activités de forage et à la production de chacune des zones étudiées. Les aspects environnementaux de la mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le BSOC ne sont pas abordés dans le présent rapport.

Les zones d'exploration suivantes sont examinées ici :

- la formation de Bakken/Exshaw, au Manitoba, en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique;
- la formation de Cardium, en Alberta;
- la formation de Viking, en Alberta et en Saskatchewan;
- l'unité inférieure de la formation de Shaunavon, en Saskatchewan;
- la formation de Montney/Doig, en Alberta;
- la formation de Duvernay/Muskwa, en Alberta;
- le groupe de Beaverhill Lake, en Alberta;
- l'unité inférieure de la formation d'Amaranth, au Manitoba.

---

3 La fracturation hydraulique en plusieurs étapes est une technique qui consiste à découper un puits et à fracturer chaque section séparément pour produire un long réservoir fracturé.

4 Dans le présent rapport, « perméabilité » s'entend de la capacité d'un fluide à s'écouler dans une substance poreuse.

5 Les statistiques sur la production de pétrole dans le Dakota du Nord sont disponibles à l'adresse https://www.dmr.nd.gov/oilgas/stats/statisticsvw.asp

6 Les mètres cubes par jour (m^3/j) et les barils par jour (b/j) sont deux unités courantes pour indiquer la production de pétrole.

Sont exclues de cette liste des formations prometteuses comme le Second schiste argileux de White, Nordegg, Pekisko et d'autres dont l'exploitation commence à peine.

L'exploitation des ressources pétrolières des réservoirs étanches du BSOC en est encore à ses balbutiements. Les formations constituant des cibles possibles semblent abondantes, aussi bien à proximité de gisements de pétrole classique, comme le grès argileux de Cardium près du champ pétrolier de Pembina, que dans les nouvelles zones régionales comme la formation Duvernay/Muskwa. Bien que le présent rapport examine huit zones, d'autres suscitent un intérêt grandissant et pourraient devenir de nouvelles et importantes sources de pétrole.

Il est trop tôt pour estimer avec une quelconque certitude l'incidence qu'aura en définitive l'exploitation des zones pétrolières étanches de l'Ouest canadien[7], mais on commence à en avoir une idée. Dans son plus récent rapport sur l'offre et la demande, l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta estimait cette ressource à 27 000 m^3/j (170 000 b/j) supplémentaires de pétrole léger classique d'ici 2014. En Saskatchewan, la production de pétrole de réservoirs étanches au premier trimestre de 2011 a totalisé 14 300 m^3/j (90 000 b/j), tandis qu'au Manitoba, elle atteignait 4 000 m^3/j (25 000 b/j). À ce jour, les sociétés ont localisé plus de 80 millions de m^3 (500 millions de barils) de réserves prouvées et probables dans les zones qui les intéressent, mais les sociétés actives dans ces zones n'ont pas toutes dévoilé avec précision l'importance des réserves relevées (tableau 1). Celles répertoriées sont suffisantes pour permettre une production d'environ 21 000 m^3/j (134 000 b/j) sur une période de dix ans. Par ailleurs, les technologies servant à l'exploitation du pétrole de réservoirs étanches continueront d'évoluer et augmenteront vraisemblablement la quantité de pétrole que l'on pourra récupérer dans ces zones.

Selon une évaluation réalisée par Marchés Financiers Macquarie Canada Ltée, la roche mère schisteuse des quatre principales zones pétrolières de réservoirs étanches en Alberta renfermerait plus de 40 milliards de barils de pétrole initial en place (PIP).[8] On précise dans cette évaluation que, même si le taux de récupération était faible, par exemple 1 % du PIP total, un tel volume prolongerait énormément la durée de productivité du BSOC.

Rappel historique de la production de pétrole léger dans le BSOC

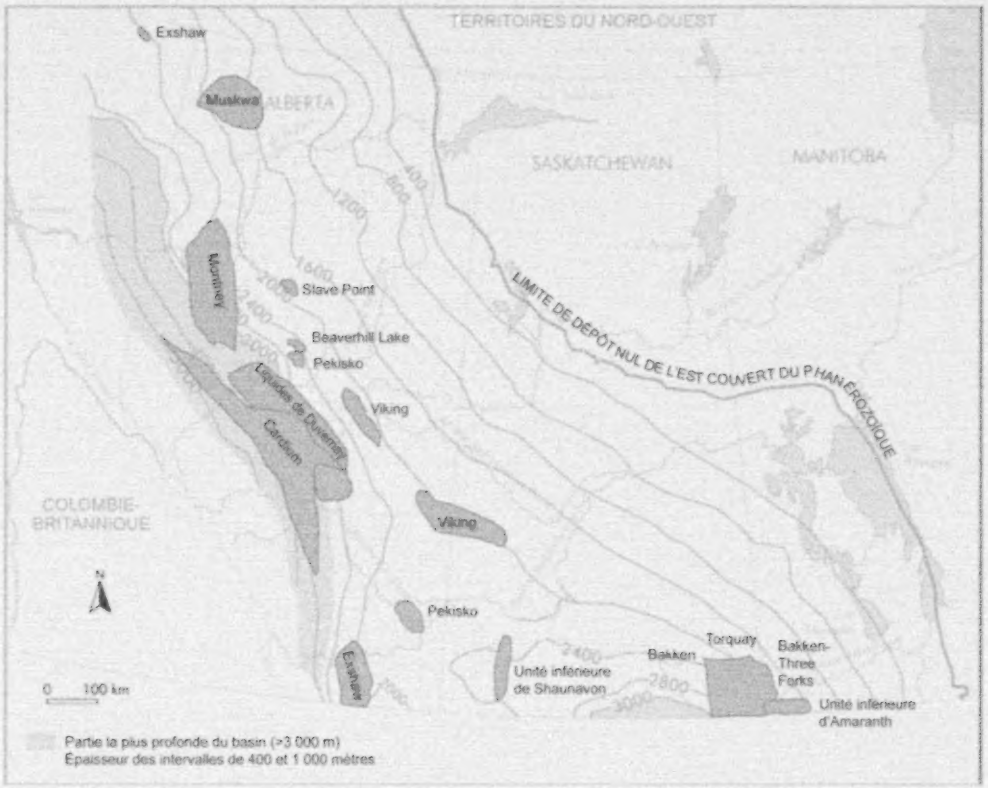
Même si l'on a découvert du pétrole bien avant dans l'Ouest canadien, notamment du pétrole léger à Turner Valley, en 1914, et à Norman Wells, en 1920, et du pétrole lourd, à Wainwright, en 1923, c'est la gigantesque découverte à Leduc, en 1947, qui a véritablement lancé l'ère du pétrole dans cette partie du Canada. La production de pétrole classique a augmenté rapidement, pour atteindre un sommet d'environ 240 milliers de m^3/j (1,5 million de b/j) en 1973. De ce moment jusqu'en 2007, la production de pétrole classique léger dans le BSOC a reculé d'environ 3 % par année. Depuis 2002, grâce à une croissance rapide, la production tirée des sables bitumineux a dépassé celle de pétrole léger classique dans le BSOC (figure 2).

---

7 Energy Resources Conservation Board (ERCB), *ERCB ST-98 2011, Alberta's Energy Reserves 2010 and Supply / Demand Outlook 2011-12020*, juin 2011. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

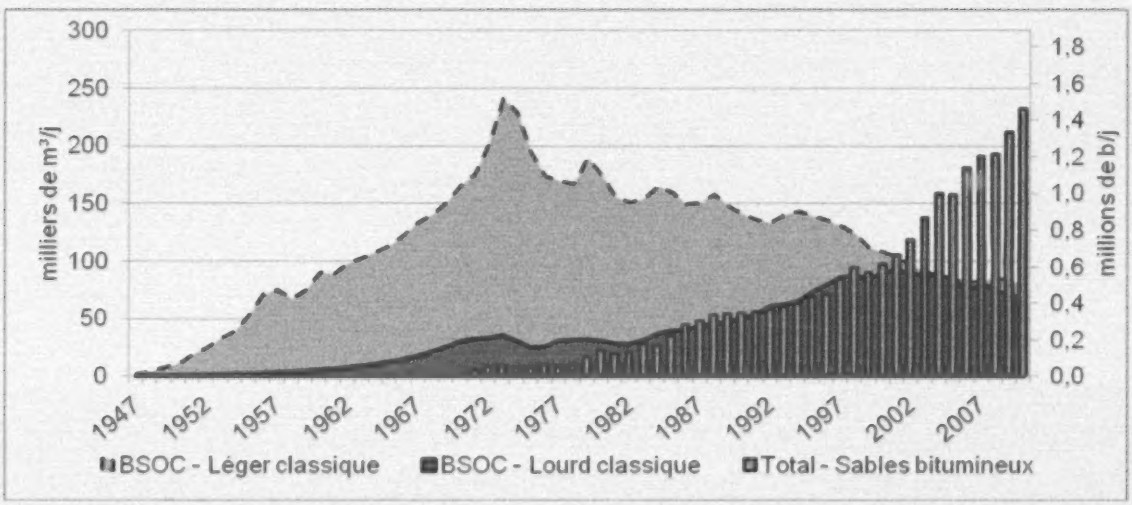
8 Marchés Financiers Macquarie Canada Ltée. *Going Straight to the Source*, Octobre 2010

Figure 1
Carte du BSOC et emplacements des activités et des opérations de forage de pétrole de réservoirs étanches



Source : Carte de l'Université de Regina modifiée

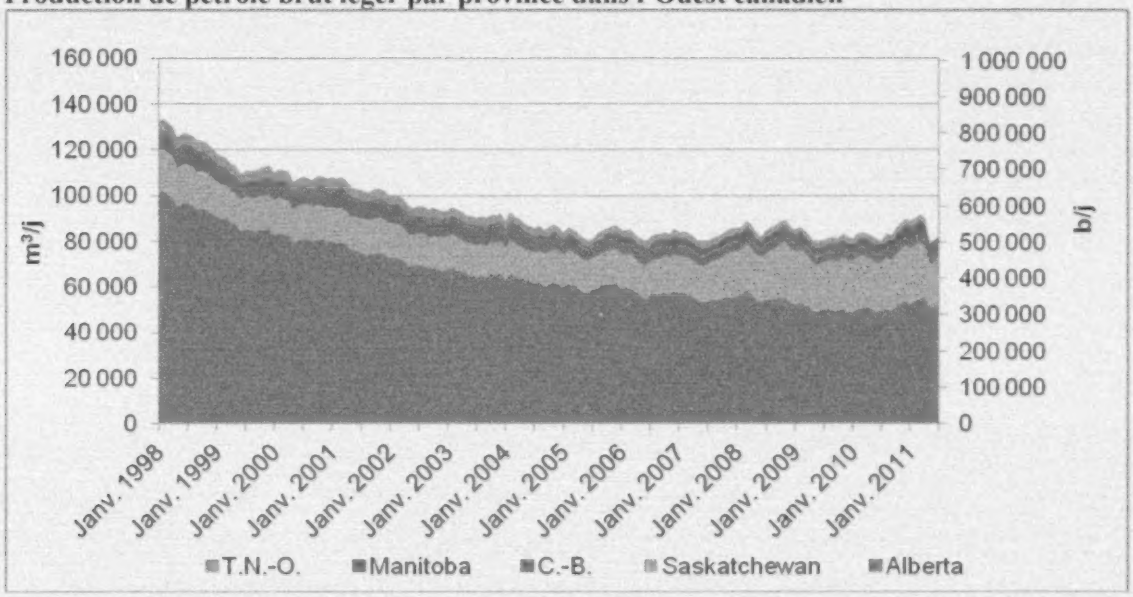
Figure 2
Historique de la production de pétrole et de bitume dans l'Ouest canadien



Sources des données : Association canadienne des producteurs pétroliers, ONÉ

Depuis 2005 environ, les prix plus élevés du pétrole ont encouragé les sociétés à exploiter des formations pétrolifères où, jusqu'alors, il avait été très difficile de rentabiliser la production. L'utilisation dans les formations pétrolifères des réservoirs étanches du forage horizontal et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, déjà mis en pratique pour la production du gaz de schiste, a donné un second souffle à des gisements du BSOC peu ou non productifs. Cela a aussi permis de renverser une tendance à la baisse bien établie dans la production de pétrole brut classique et a relancé la production qui, à la fin de 2010, avait augmenté d'environ 9 % par rapport à l'année précédente (figure 3).

Figure 3
Production de pétrole brut léger par province dans l'Ouest canadien



Sources des données : ONÉ et organismes de réglementation provinciaux

Niveaux d'activité et de production pour le pétrole de réservoirs étanches

L'exploitation du pétrole de réservoirs étanches du BSOC a commencé dans la formation de Bakken, dans le sud-est de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba, vers 2005. En 2010, les activités s'étaient étendues à d'autres zones pétrolières du BSOC (figure 4). Grâce à l'apport de formations comme Cardium, l'Alberta occupe maintenant le premier rang pour les activités liées au pétrole de réservoirs étanches de l'Ouest canadien. Pendant la période, les sommes consacrées par l'industrie à l'obtention de droits sur les ressources pétrolières ont aussi augmenté. En 2008, ces sociétés ont versé plus de 1,1 milliard de dollars à la Saskatchewan, un record pour la province. Ces sommes ont surtout servi à acquérir des droits pétroliers dans la formation de Bakken. En Alberta, les ventes de terrains[9] pour 2011 avaient rapporté 3,06 milliards de dollars à

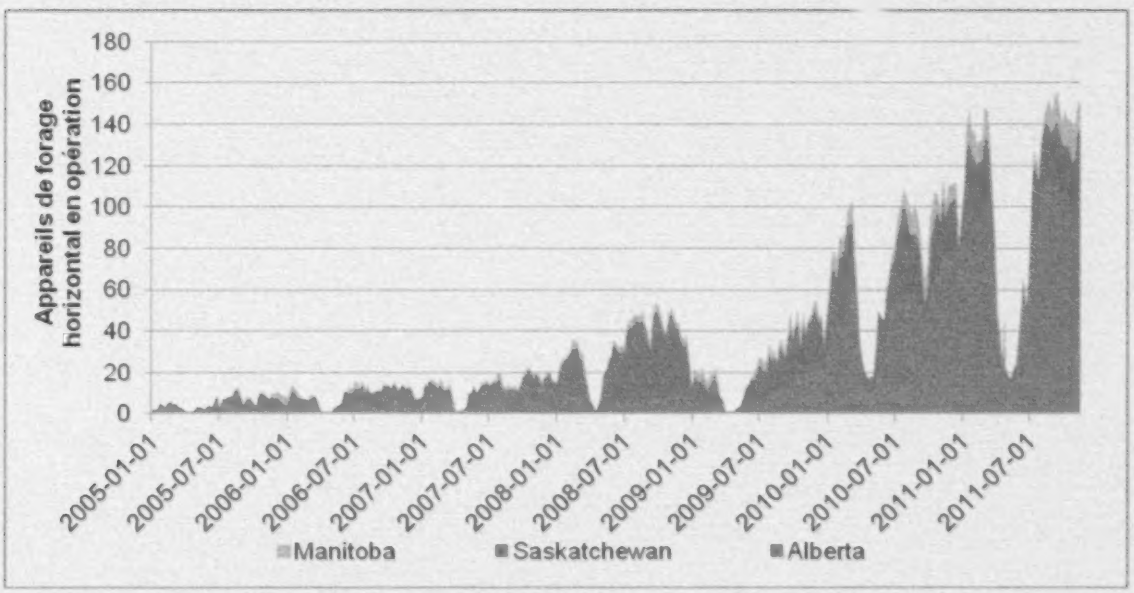
9 Bien qu'on utilise couramment l'expression « vente de terrains », l'attribution des droits d'exploitation du pétrole s'apparente davantage à un bail en vertu duquel une société verse une certaine somme pour obtenir les droits pétroliers

la fin de septembre et surpasseront vraisemblablement le record de 3,4 milliards de dollars enregistré en 2006 pour l'obtention de droits sur le pétrole, le gaz et le bitume. Les possibilités qu'offrent le gaz riche en liquide des schistes de Duvernay et le pétrole des formations de Cardium et de Viking ont grandement contribué à l'intensification des ventes en Alberta.

La nature même du forage des puits de pétrole a changé dans l'Ouest canadien. En 2005, environ 28 % des puits de pétrole forés comportaient des bras horizontaux. Au début de 2011, cette proportion était passée à 80 %. Durant la même période, le nombre d'appareils de forage horizontal ciblant le pétrole est passé de 10 à 140.

La figure 5 présente la production de pétrole de réservoirs étanches des diverses zones au Canada. Jusqu'à tout récemment, la formation de Bakken venait au premier rang pour la production. Cependant, en janvier 2011, grâce à la croissance rapide dans d'autres zones, sa part est descendue à environ 40 % de la production totale de pétrole de réservoirs étanches. Au début de 2011, la production totale de pétrole de réservoirs étanches s'élevait à 25 400 m^3/j (160 000 b/j).

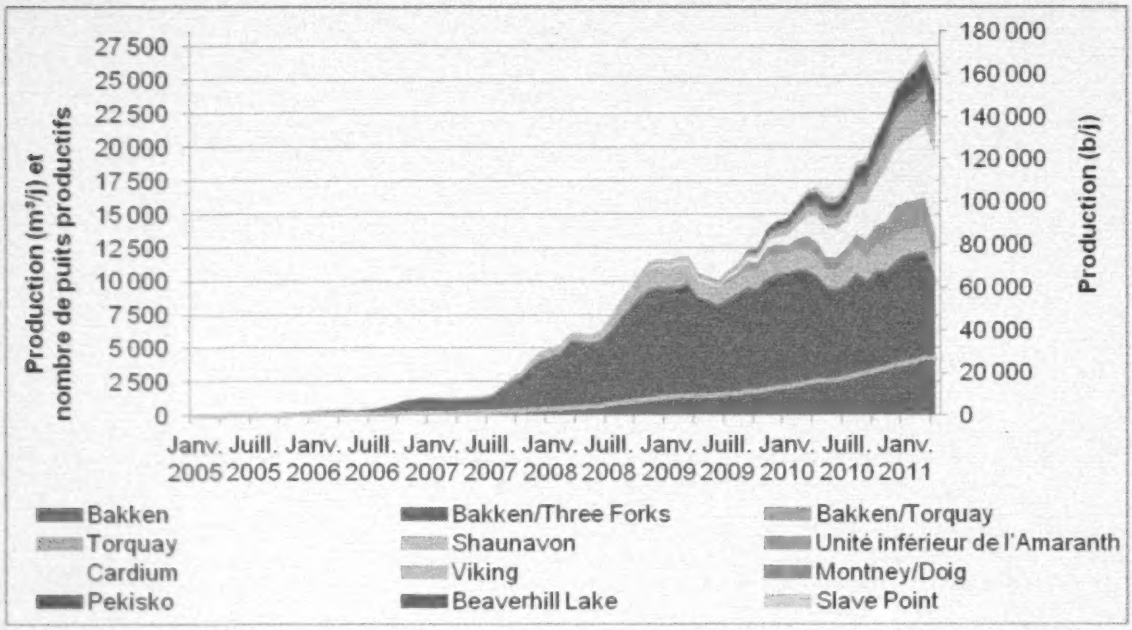
Figure 4
Opérations de forage dans les zones pétrolières étanches du BSOC



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

ou gaziers, ou les deux, sur le terrain visé. En cas d'échec dans les tentatives d'exploration, le bail est résilié, et la province reprend possession du terrain.

Figure 5
Production de pétrole de réservoirs étanches au Canada, par zone



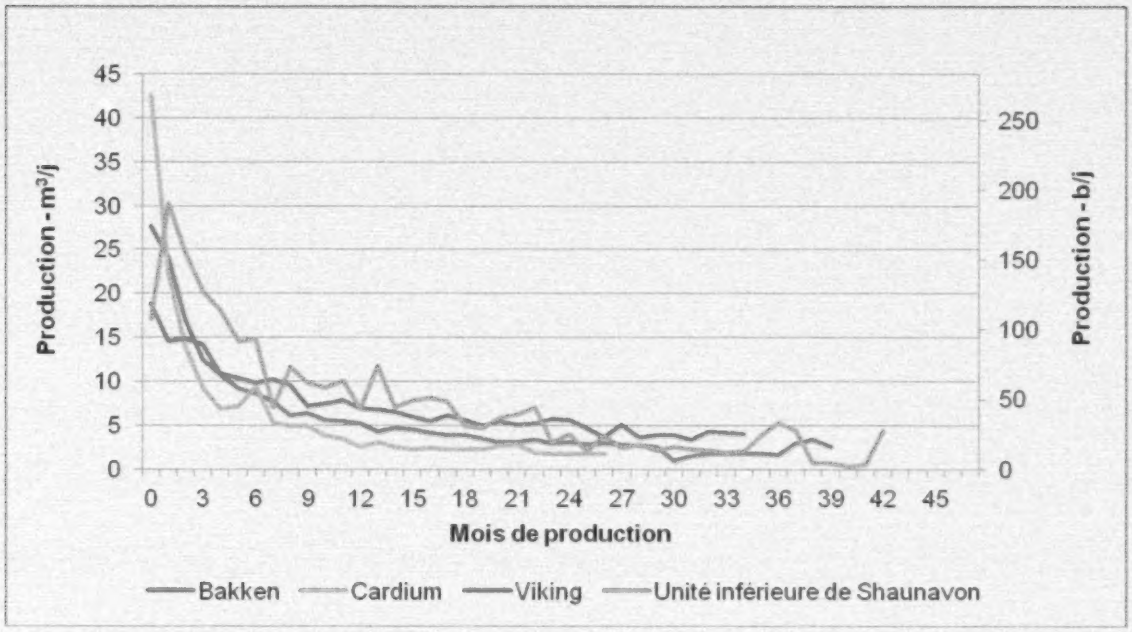
Source des données : Divestco

La figure 6 présente les profils de production de certains puits pour quatre importantes zones pétrolières étanches. Au début, les taux de production sont assez élevés, mais ils baissent rapidement pour se stabiliser à des valeurs faibles après environ neuf à douze mois. Ces taux de production initiaux élevés, combinés aux faibles redevances payées d'avance, créent des conditions économiques favorables pour l'exploitation du pétrole de réservoirs étanches.[10] Penn West Exploration, l'un des promoteurs les plus actifs dans les zones pétrolières étanches, estime qu'à 85 $US le baril de pétrole (WTI), le taux de rentabilité interne de ces zones varie de 30 % à 70 %.[11] La période de paiement des redevances est relativement courte, soit de neuf mois à deux ans.

10 En Saskatchewan, les sociétés ne versent aucune redevance sur la première tranche de 38 000 barils de pétrole produite. En Alberta, des redevances de 5 % sont perçues sur les 50 000, 60 000 ou 70 000 premiers barils produits, selon les particularités du puits.

11 Penn West Exploration. *Unlocking energy (Barclays Capital CEO Energy-Power Conference)*, Septembre 2011. Disponible à l'adresse http://www.pennwest.com/investors/documents/PennWestExploration_BarclaysCapital.pdf

Figure 6
Profils de production des puits de pétrole de réservoirs étanches



Source des données : Divestco

Géologie

Production de pétrole et de gaz

Quand les roches mères (comme les charbons, qui ne sont en fait que des tourbes fossilisées, et les schistes riches en matière organique) sont enfouies profondément et soumises à de hautes températures, la matière organique peut donner lieu à la formation d'hydrocarbures (pétrole et gaz). Le pétrole se créée à des températures inférieures au gaz naturel, soit à l'intérieur d'une plage appelée « fenêtre à huile », autour de 100 °C. Il importe de noter que la température et la quantité de pétrole et de gaz produite varient selon les conditions, et qu'il n'existe pas deux roches mères identiques. Par exemple, les roches mères riches en matière composée de feuilles et de bois, comme les charbons, ne produisent habituellement pas de pétrole, mais elles peuvent contenir d'énormes quantités de gaz naturel. En contrepartie, les roches mères riches en algues peuvent produire de grandes quantités de pétrole. Puisqu'elles sont capables de mesurer les températures auxquelles les roches riches en matière organique ont été exposées et de déterminer la composition de la matière organique, les sociétés qui cherchent du pétrole peuvent concentrer leurs efforts de prospection dans les roches mères plus propices au pétrole qui ont été soumises à des températures se trouvant dans la fenêtre à huile.

Gisements de pétrole de réservoirs étanches

Le pétrole et le gaz présents dans les gisements classiques formés de grès, de calcaire et de dolomies[12] s'écoulent habituellement dans des espaces poraux et, parfois, dans des fractures naturelles de la roche. Dans les roches étanches[13], toutefois, le nombre d'espaces poraux, la taille des pores et/ou l'étendue du réseau interporal sont beaucoup moins marqués que dans des gisements classiques, d'où la difficulté d'extraction du pétrole et du gaz.

Par ailleurs, les gisements classiques consistent souvent en des lentilles fusiformes isolées faites de roches pétrolifères ou gazéifères, dans lesquelles le pétrole ou le gaz flottants, ou les deux, s'accumulent en amont-pendage, au-dessus du roc aquifère. De la même manière que le gaz de réservoirs étanches, le gaz de schiste et le méthane de houille, les accumulations de pétrole de réservoirs étanches sont parfois qualifiées de « ressources continues », parce qu'elles couvrent souvent de vastes régions et qu'il n'y a pas d'eau en aval-pendage. Bien que ces gisements puissent renfermer de très grandes quantités de pétrole et de gaz – souvent des millions de barils de pétrole par section –[14], la difficulté résidait, jusqu'à récemment, dans l'extraction d'une petite partie même de cette ressource.

Il existe deux types principaux de pétrole de réservoirs étanches (figure 7) :

1) le pétrole présent dans la roche mère schisteuse originelle, semblable au gaz de schiste,[15] que l'on appelle habituellement « pétrole de schiste ».[16] En général, les schistes forment les gisements comportant les roches pétrolifères et gazéifères les plus pauvres et ceux dont le réseau de pores microscopiques est le moins bien organisé;

2) le pétrole autrefois présent dans la roche mère schisteuse qui a migré vers le grès, la siltite, le calcaire ou les dolomies étanches se trouvant à proximité ou à distance. Cette structure s'apparente à celle des zones gazières de réservoirs étanches que l'on exploite dans l'Ouest canadien depuis quelques décennies. Ces roches étanches forment habituellement des gisements de meilleure qualité que les schistes, puisqu'ils ont une meilleure porosité et que leurs pores sont plus gros; ils demeurent cependant inférieurs aux gisements classiques.

---

12 Les dolomies se forment quand le calcium présent dans le calcaire cède la place au magnésium, accroissant souvent la porosité.

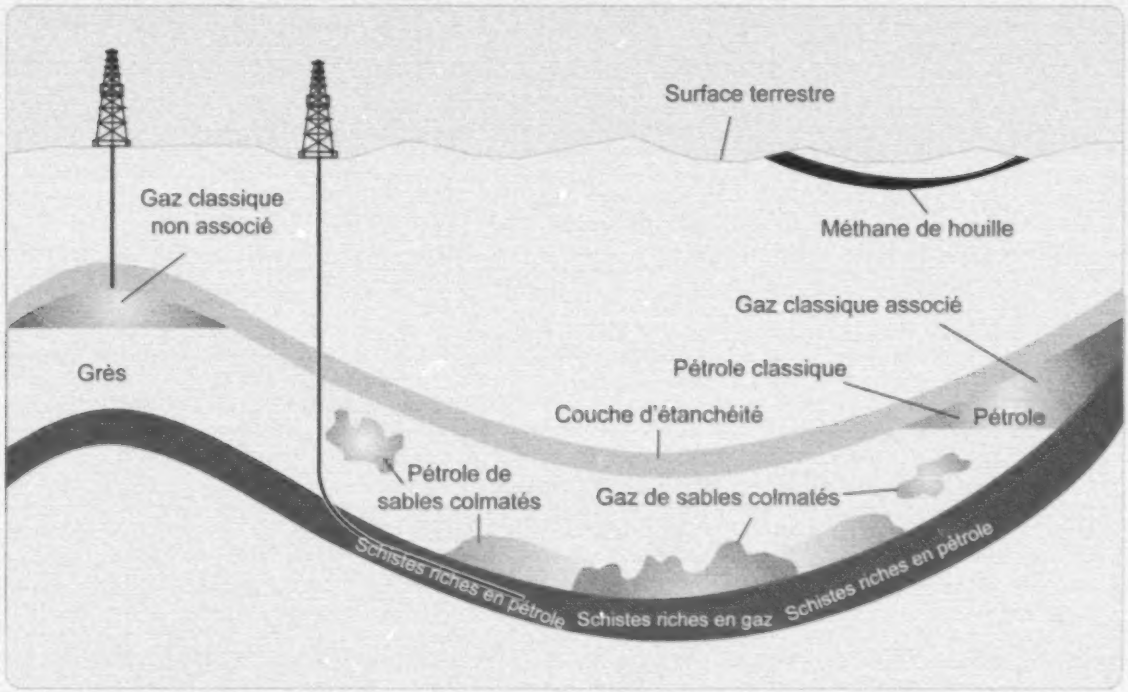
13 Par « étanche », on entend l'incapacité naturelle de la roche à permettre le passage du pétrole ou du gaz, ou des deux, en raison de la porosité réduite du gisement.

14 Une section est une parcelle établie selon la méthode de quadrillage (canton, rang) pour l'arpentage des terres fédérales octroyées pendant la colonisation de l'Ouest canadien. Une section équivaut à un mille carré.

15 Pour de plus amples renseignements, consulter : Office national de l'énergie (ONÉ), *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, 2009. Disponible à l'adresse www.neb-one.gc.ca

16 Il ne faut pas confondre « pétrole de schiste » et « schiste bitumineux ». Ce dernier est trompeur, car il renferme en fait très peu de pétrole. Le schiste bitumineux est une matière organique pouvant produire du pétrole avec un apport de chaleur artificielle. Le schiste de la formation de Green River dans l'Ouest américain constitue un exemple de schiste bitumineux.

Figure 7
Gaz et pétrole classiques, de réservoirs étanches et de schiste



Source : Schéma de l'Energy Information Administration et de la commission géologique des États-Unis modifié

Ingénierie

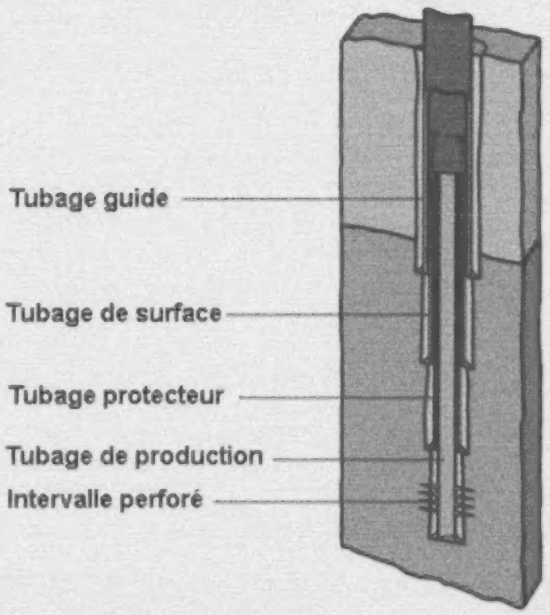
Structure d'un puits

De façon générale, le forage d'un puits se fait en plusieurs étapes (figure 8). Avant d'entreprendre le forage, il arrive qu'on introduise dans le sol un tube conducteur pour empêcher les sédiments de surface et la terre de s'infiltrer dans le puits durant le forage. On fore ensuite jusqu'au-delà de la nappe d'eau potable souterraine, puis on cimente un tubage de surface en place, opération qui consiste à placer un tube d'acier dans le trou et à verser du ciment autour de ce tube. Le forage se poursuit au travers du tubage de surface jusqu'à la profondeur finale du puits; on insère alors le tubage de production dans le puits et on le cimente en place. En plus de prévenir toute contamination des eaux souterraines, les tubages de surface et de production empêchent les parois du puits de s'affaisser dans le trou. Il arrive que le forage d'un puits comporte d'autres étapes, par exemple l'installation d'un tubage protecteur entre le tubage de surface et celui de production. Pour rejoindre une formation ciblée qui se trouve derrière le tubage, on perfore celui-ci.

La majorité des puits actuellement forés dans l'Ouest canadien sont des puits horizontaux. Cela consiste pour l'exploitant à forer un puits vertical jusqu'à une certaine profondeur, puis à « virer » latéralement pour forer ce que l'on appelle le « bras horizontal ». La profondeur verticale des zones pétrolières étanches émergentes de l'Ouest canadien varie de 600 à 2 900 mètres, et les bras horizontaux, de quelques centaines de mètres à deux kilomètres de

longueur. Souvent, le tubage de production n'est utilisé que pour démarrer la section horizontale d'un puits, et on laisse le bras horizontal sans tubage. Cela permet la complétion en découvert sans perforations pour atteindre la formation ciblée. L'avantage du bras horizontal réside dans le fait qu'il augmente considérablement le contact entre le puits et la formation souterraine contenant le pétrole ou le gaz. Dans un puits vertical, la surface de contact est égale au produit de la circonférence du puits et de la longueur de l'intervalle perforé. Dans le cas d'un puits horizontal, elle peut correspondre au produit de la circonférence du puits et de la longueur du bras horizontal.

Figure 8
Structure typique d'un puits



Source : Schlumberger

Complétion d'un puits

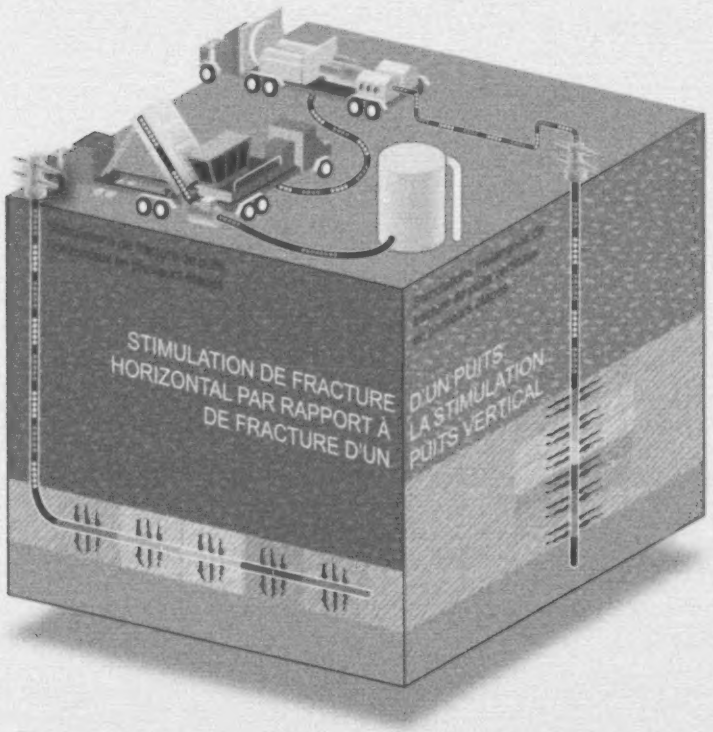
Quand un puits de pétrole ne produit pas à un taux rentable ou quand les essais ont été décevants, même dans des réservoirs classiques, on peut stimuler le puits pour amener ce taux à un niveau plus rentable. C'est ainsi qu'on utilise la fracturation hydraulique pour augmenter la production des gisements de pétrole classique du champ pétrolifère de Pembina depuis les années 1950. Au Canada, on emploie aussi cette technique dans les réservoirs de gaz étanche depuis quelques dizaines d'années et dans les réservoirs de gaz de schiste depuis six ans.

La fracturation hydraulique consiste à injecter un liquide (généralement de l'eau, mais parfois du dioxyde de carbone, de l'azote et même du propane) dans un puits et dans la formation ciblée jusqu'à ce que la pression du fluide surpasse la résistance de la roche et que celle-ci se fracture près du puits, créant un nouveau réseau de fissures que le pétrole et le gaz peuvent emprunter pour atteindre le puits. Comme c'est le cas des zones de gaz de schiste et de certains réservoirs étanches émergents, les exploitants allient, pour le pétrole de réservoirs étanches, les techniques de fracturation hydraulique en plusieurs étapes et de forage horizontal (figure 9) pour que le contact de la formation avec le puits horizontal corresponde à celui que l'on obtiendrait en forant un chapelet de puits verticaux fracturés. Certaines entreprises indiquent qu'elles parviennent à réaliser jusqu'à 60 étapes de fracturation dans un puits, une augmentation considérable par rapport au maximum de 20 étapes d'il y a à peine deux ou trois ans.

Scénarios de mise en valeur

La structure continue du pétrole dans les réservoirs étanches par rapport aux gisements classiques amène les sociétés à bien planifier la mise en valeur de leurs propriétés, notamment en ce qui a trait à l'espacement et à la longueur des puits ainsi qu'à la taille des fracturations, pour récupérer le pétrole avec le plus d'efficacité possible. À titre d'exemple, dans la formation de

Figure 9
Fracturation hydraulique en plusieurs étapes dans les puits horizontaux et verticaux



Source : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Bakken, où se trouvent les zones pétrolières étanches les plus mûres au Canada, certaines sociétés forent trois puits par section. D'autres vont jusqu'à huit, alors que la plupart s'en tiennent à quatre puits par section. La taille des fractures dépendra vraisemblablement de l'espace entre les puits, les fissures plus grandes (que l'on obtient en accroissant la pression et la quantité de fluide et en utilisant un agent de soutènement pour espacer davantage les fissures) nécessitant moins de puits et, à l'opposé, les fissures plus petites étant nécessaires quand on choisit de forer plus de puits. Ou, à un stade plus avancé, on peut intercaler de nouveaux puits, technique appelée « réduction de superficie ». Certaines sociétés proposent déjà des scénarios de récupération assistée des hydrocarbures dans certaines régions en utilisant, éventuellement, des techniques comme l'injection d'eau ou même de gaz naturel, pour extraire encore plus de pétrole du gisement.

Les exploitants ont de plus en plus recours aux terre-pleins de forage à plusieurs puits permettant de forer deux puits ou plus à partir d'un même emplacement, et jusqu'à 16 puits par le même appareil dans certains gisements de gaz de schiste au Canada. À ce jour, toutefois, on semble limiter le forage à trois puits ou moins par terre-plein dans le cas du pétrole.

Description des zones

La présente section renferme une description de la géologie des huit zones pétrolières sur lesquelles porte ce rapport ainsi que des estimations des réserves récupérables et des taux de production initiaux, quand ces données sont disponibles. Le tableau 1 fait la synthèse de plusieurs de ces paramètres.

Tableau 1
Synthèse des formations pétrolières étanches dans l'Ouest canadien

Formation	Bakken/ Exshaw	Cardium	Viking	Unité inférieure de Shaunavon	Montney/ Doig	Duvernay/ Muskwa	Beaverhill Lake	Unité inférieure d'Amaranth
Type	Étanche	Étanche	Étanche	Étanche	Étanche	Schiste	Étanche	Étanche
Province	MB/SK/ AB/BC	AB	AB/SK	SK	AB	AB	AB	MB
Production classique associée	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Oui
Profondeurs typiques (en m)	900 – 2 500	1 200 – 2 300	600 – 900	1 300 – 1 600	800 – 2 200	2 000 et plus	2 000 – 2 900	800 – 1 000
Réserves déclarées – en millions de m^3 (en millions de barils)	36 (225)	21 (130)	9 (58)	15 (93)	-	-	-	-
Taux de production initiaux typiques par puits – en m^3/j (en b/j)	20 – 40 (120 – 250)	25 – 80 (150 – 500)	15 – 30 (100 – 200)	15 – 40 (100 – 250)	30 – 95 (200 – 600)	inconnu	50 – 320 (250 – 2 000)	15 – 30 (100 – 200)

Formation de Bakken/Exshaw (Manitoba, Saskatchewan, Alberta et Colombie-Britannique)

La formation de Bakken, que l'on trouve en Saskatchewan et au Manitoba, et la formation d'Exshaw, présente en Alberta et en Colombie-Britannique, sont, en fait, la même formation rocheuse qui porte différents noms. Elles font partie d'une accumulation relativement mince de siltite et de grès intercalée entre des schistes riches en matière organique qui couvrent la majeure partie de l'Ouest canadien. Ces accumulations se sont déposées durant la transition du Dévonien au Mississippien, il y a environ 360 millions d'années.[17]

D'une épaisseur d'environ 25 mètres, la zone pétrolière étanche de Bakken/Exshaw est constituée de deux couches de schistes riches en matière organique au milieu desquelles on trouve une couche moyenne de siltite et de grès (figure 10). La partie inférieure constituée de schiste noir s'est déposée durant la période de hauts niveaux de la mer. Quand l'eau s'est retirée, les sédiments de limon et de sable du littoral ont été déposés là où se trouvaient auparavant des eaux profondes. La remontée du niveau de la mer qui a suivi s'est accompagnée du dépôt de schiste noir d'eaux profondes sur la couche moyenne.[18]

On trouve aussi des schistes inférieurs et supérieurs au Dakota du Nord, où ils ont été soumis à une chaleur intense au moment de leur enfouissement, transformant la matière organique en pétrole et en gaz. Ceux-ci se sont infiltrés dans la siltite et le grès présents au centre de la

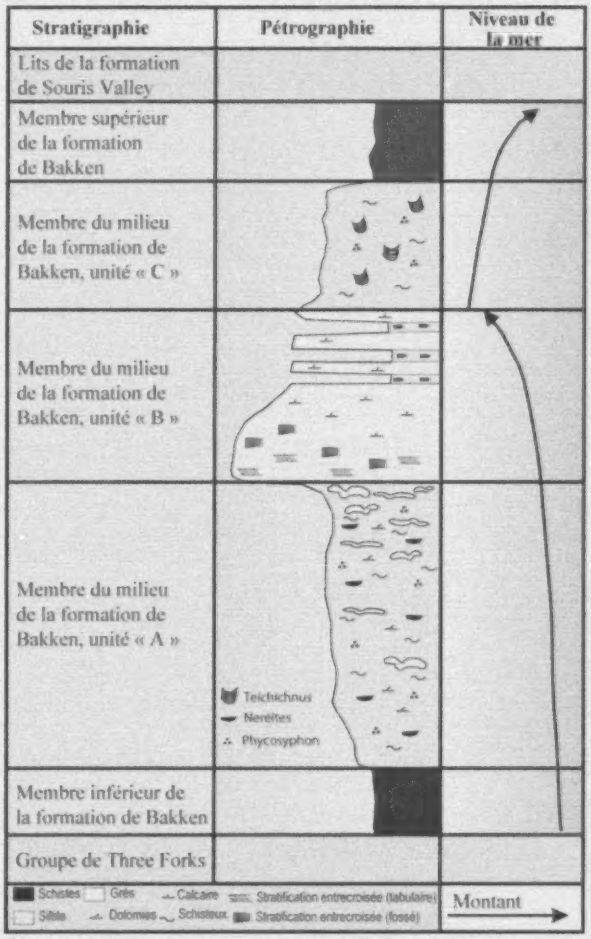
17 Caplan, M.L. et R.M. Bustin, 1998. *Sedimentology and sequence stratigraphy of Devonian-Carboniferous strata, southern Alberta*. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 45, p. 487 à 514.

18 Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan, 2010. *The Bakken revisited: Facies analysis of North America's most active oil play*. Prospect Saskatchewan, Numéro 6. 4 p.

formation ainsi que dans l'intervalle du réservoir principal, puis ils ont migré vers la Saskatchewan et le Manitoba.

Bien que la formation de Bakken/Exshaw couvre une grande superficie, son potentiel est inégal, les conditions du gisement variant grandement d'une section à une autre. À l'heure actuelle, la production de pétrole de réservoirs étanches de cette formation est presque entièrement tirée du bassin de Williston, en Saskatchewan et au Manitoba, mais des essais sont en cours dans le sud-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. Jusqu'à présent, les sociétés ont estimé les réserves prouvées et probables[19] de la formation de Bakken à 36 millions de m^3 (225 millions de barils). Aucune estimation n'a encore été dévoilée en ce qui concerne la formation d'Exshaw. Là où la formation de Bakken pénètre au Dakota du Nord et au Montana, la commission géologique des États-Unis estime que le volume de pétrole récupérable atteint 580 millions de m^3 (3,65 milliards de barils)[20]; cependant, l'étendue aréale propice au pétrole dans la partie américaine de la formation de Bakken est beaucoup plus vaste qu'en Saskatchewan.

Figure 10
Stratigraphie de la formation de Bakken



Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan

Dans certaines parties du sud-est de la Saskatchewan et du sud-ouest du Manitoba, la formation de Bakken chevauche celles de Torquay et de Three Forks, elles aussi prometteuses, de sorte que l'on combine les opérations de forage et de fracturation pour mélanger la production de pétrole.

19 Pour une société, les réserves prouvées et probables représentent le pétrole et le gaz qu'elle peut espérer extraire, en se fondant sur les propriétés forées et les résultats obtenus jusqu'alors. Étant donné que quelques sociétés seulement rendent publiques les réserves de chaque formation et, puisque certaines régions sont exclues parce qu'aucun forage n'y a eu lieu, il est vraisemblable de penser que les réserves totales seront nettement supérieures.

20 Commission géologique des États-Unis (USGS). *Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Devonian-Mississippian Bakken Formation, Williston Basin Province, Montana and North Dakota*, 2008. Disponible à l'adresse pubs.usgs.gov/fs/2008/3021/

Formation de Cardium (Alberta)

La formation de Cardium, déposée durant le Crétacé tardif, il y a environ 88 millions d'années, consiste en des couches interstratifiées de grès et de schistes et de quelques conglomérats locaux. Elle couvre la plus grande partie de l'ouest de l'Alberta.[21] Au cours des cinquante dernières années, on a surtout ciblé les conglomérats et le grès poreux pour l'extraction de pétrole classique, principalement dans le champ de Pembina. On estime que la formation de Cardium, en Alberta, renferme 1 678 millions de m^3 (10,6 milliards de barils) de PIP, dont 1 490 million de m^3 (9,4 milliards de barils) dans le champ de Pembina.[22] De la découverte de ce gisement, dans les années 1950, jusqu'à la fin de 2010, la production de pétrole de la formation de Cardium a totalité 234 millions de m^3 (1,5 milliard de barils).

On a interprété la formation de Cardium comme le résultat des dépôts d'un système littoral (figure 11).[23] À intervalles, le niveau de la mer baissait, déposant des conglomérats et du grès provenant des rives (qui allaient donner des gisements de pétrole classique) sur le plancher océanique boueux. Cela explique que la ceinture autour de ces unités de conglomérats soit en bonne partie composée de grès boueux peu perméable et que l'on commence seulement maintenant à s'intéresser à ce gisement de piètre qualité. Selon une estimation, ces zones périphériques pourraient renfermer de 159 10^6m^3 (1,0 milliard de barils) à 477 10^6m^3 (3,0 milliards de barils) de pétrole en place supplémentaires.[24] Jusqu'à présent, les sociétés ont rapporté la présence de réserves prouvées et probables de 21 millions de m^3 (130 millions de barils) dans ces nouvelles zones de la formation de Cardium.

Formation de Viking (Alberta et Saskatchewan)

Comme c'était le cas de la formation de Cardium, on interprète la formation de Viking comme le dépôt d'un système littoral survenu durant le Crétacée inférieur (il y a environ 100 millions d'années). De façon périodique, la mer se retire et laisse sur le plancher océanique des sables provenant de la rive à l'origine des gisements de pétrole classique emprisonnés dans le grès (figure 12).[25] Aussi pour la formation de Cardium, le grès boueux du plancher océanique autour des gisements de pétrole actuel devient une nouvelle cible. À beaucoup d'endroits, la formation de Viking est plus mince, généralement moins de 800 mètres dans les secteurs du Dodsland et de Redwater, ce qui réduit les coûts liés au forage, mais présente des défis pour le forage horizontal. Jusqu'à maintenant, les sociétés ont déclaré des réserves prouvées et probables d'environ 9,2 millions de m^3 (58 millions de barils) dans la formation de Viking.

---

21 Krause, F.F., et al., 1994. Chapitre 23, *Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. Disponible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/a_ch23/ch_23.html

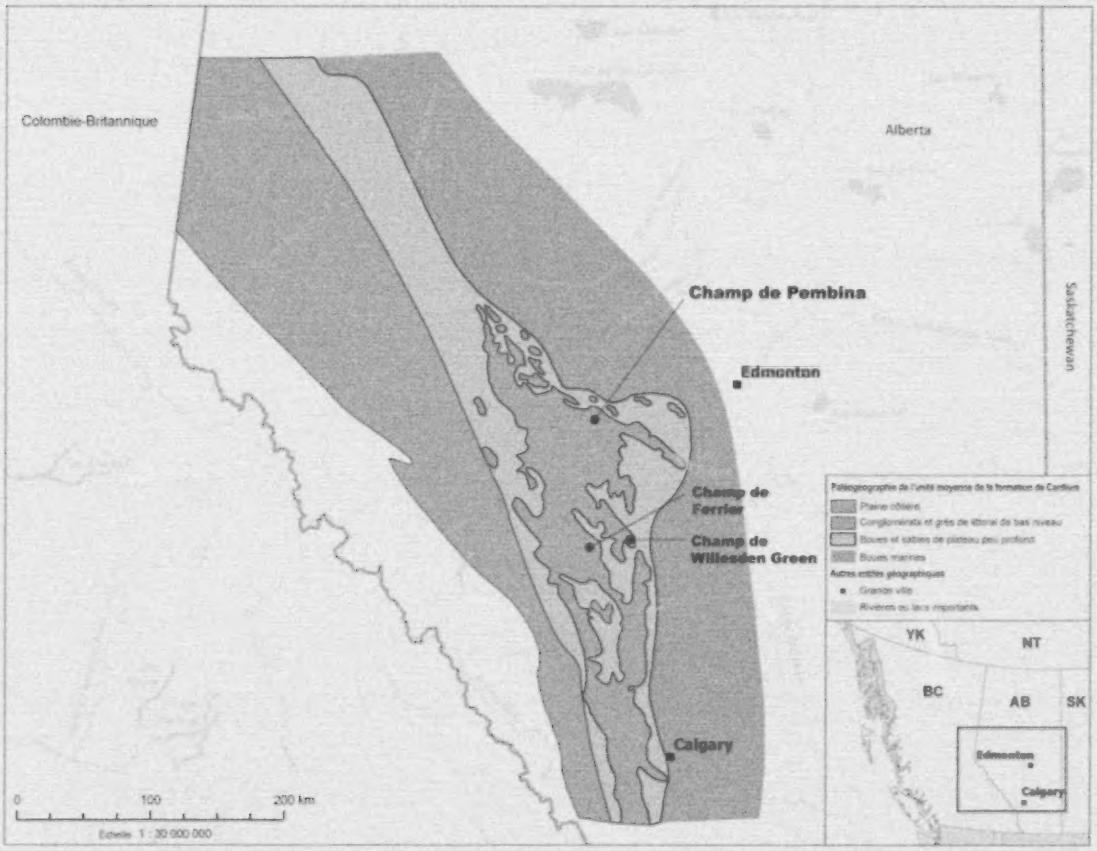
22 Energy Resources Conservation Board (ERCB). Données annuelles sur les ressources. Juin 2011. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

23 Plint, AG. 1988. *Sharp-based shoreface sequences and "offshore bars" in the Cardium Formation of Alberta: their relationship to relative changes in sea-level*. In *Sea-level Changes: An Integrated Approach*, SEPM Special Publication Vol. 42, p. 357 à 370.

24 *New Technology Magazine. Amid plenty of debate, unconventional resource players search for the best approach to horizontal, multifrac wells*, août 2011.

25 Reinson, G.E., et al. 1994. Chapitre 21, *Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. Disponible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/a_ch21/ch_21.html

Figure 11
Carte des dépôts schisteux de l'unité moyenne de la formation de Cardium



Source : Carte de l'*Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin* modifiée

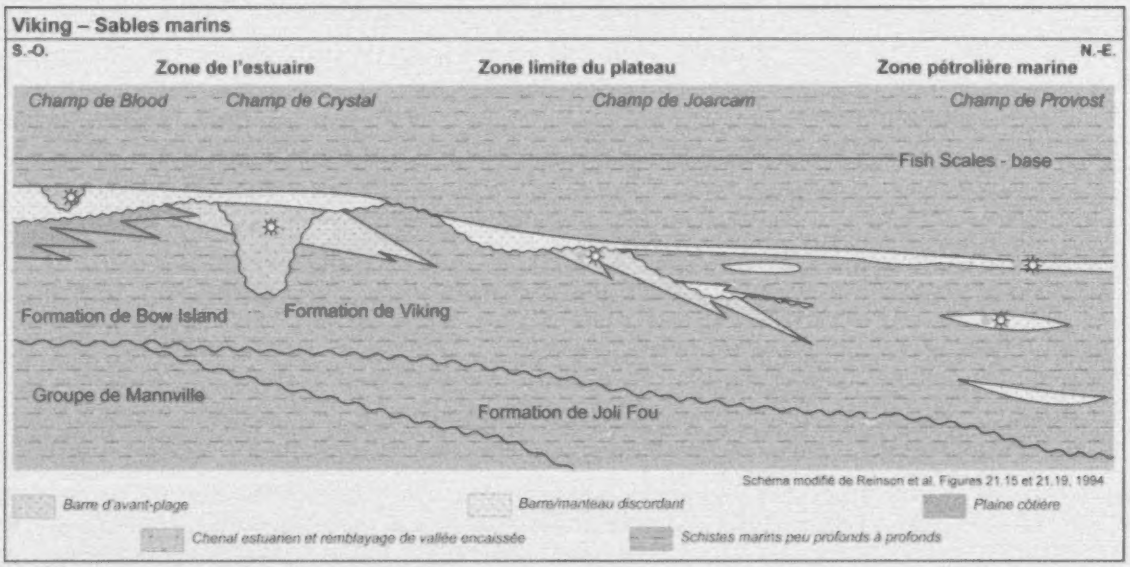
Unité inférieure de la formation de Shaunavon (Saskatchewan)

La formation de Shaunavon est constituée d'un mélange variable de calcaire, de schiste et de grès mineur déposés dans le bassin de Williston, en Saskatchewan, durant le Jurassique moyen (il y a environ 165 millions d'années).[26] Alors que l'unité supérieure de Shaunavon de la plate-forme de Swift Current rattachée au bassin de Williston a fait l'objet d'activités d'exploration ciblant le pétrole classique depuis des dizaines d'années, le mudstone calcaire de l'unité inférieure de Shaunavon est une zone pétrolière étanche émergente. À cet endroit, seuls les quelques premiers mètres sous la surface sont poreux, de sorte que le gisement a une faible perméabilité. Dans le coin sud-ouest de la province, l'unité inférieure de Shaunavon a une épaisseur de 20 à 35 mètres, qui diminue à zéro à la limite d'érosion septentrionale de la formation. Le mudstone calcaire s'est déposé dans les eaux peu profondes d'une mer intérieure. Crescent Point Energy estime le volume de pétrole en place de l'unité inférieure de Shaunavon à

26 Marsh, A. et G. Jensen. *Geology of the Jurassic Shaunavon Formation, southwestern Saskatchewan, Canada*. Résumé du congrès annuel de la Canadian Society of Petroleum Geologists, 2010.

636 millions de m^3 (4 milliards de barils).[27] Selon les chiffres dévoilés par les sociétés, les réserves totaliseraient 15 millions de m^3 (93 millions de barils).

Figure 12
Schéma stratigraphique de la formation de Viking



Source : Canadian Discovery

Formation de Montney/Doig (Alberta)

Les formations de Montney et de Doig, du Trias, ont été déposées dans l'ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique (figure 13) entre le Trias précoce et moyen (il y a environ 240 millions d'années).[28] La formation de Montney est constituée de dépôts allant de sables en eaux peu profondes à l'est à des boues en eaux profondes à l'ouest. Superposée à cette formation, la formation de Doig est principalement formée de sables et de boues en eaux peu profondes qui ont servi de remblai au reste du bassin de Montney. Les boues riches en matière organique des formations de Montney et de Doig ont été chauffées durant leur enfouissement et ont produit les ressources pétrolières et gazières présentes dans les gisements en eaux peu profondes et profondes de Montney. Si l'exploitation de ces gisements a commencé il y a plusieurs décennies, ce n'est que récemment que les sociétés intéressées par le gaz de schiste ont tourné leur attention vers les mudstones en eaux profondes de Montney.[29] Plus récemment encore, les efforts se sont intensifiés sur les mudstones moins évolués au plan thermique pour y rechercher du pétrole.

---

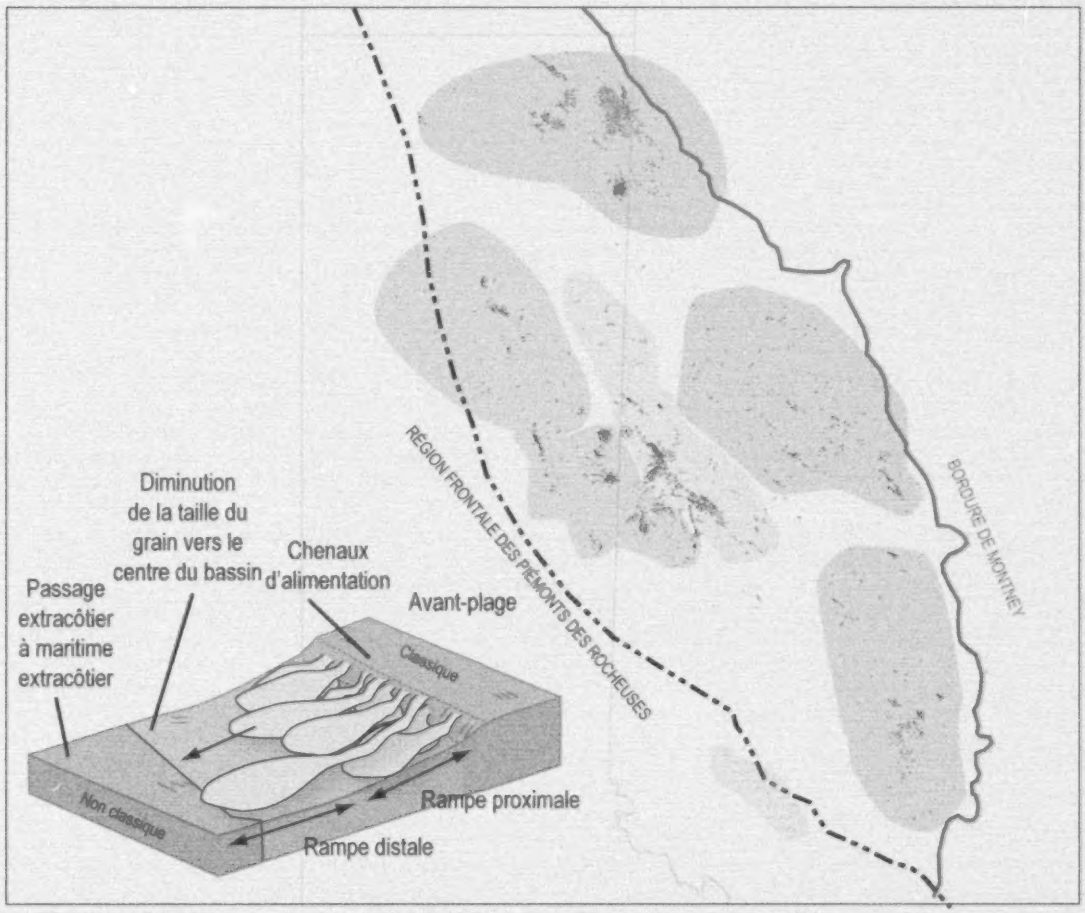
27 Crescent Point Energy Corp. *Core Operating Areas*. Disponible à l'adresse www.crescentpointenergy.com/operations/core_operating_areas.html.

28 Edwards et al.,1994. Chapitre 16, *Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. Disponible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/a_ch16/ch_16.html

29 Office national de l'énergie (ONÉ). *L'ABC du gaz de schistes au Canada*. Disponible à l'adresse www.neb-one.gc.ca

Figure 13
Zones et distribution des dépôts de Montney

RÉGIONS DE RESSOURCES CLASSIQUES/NON CLASSIQUES DE LA FORMATION DE MONTNEY, SELON RSEG



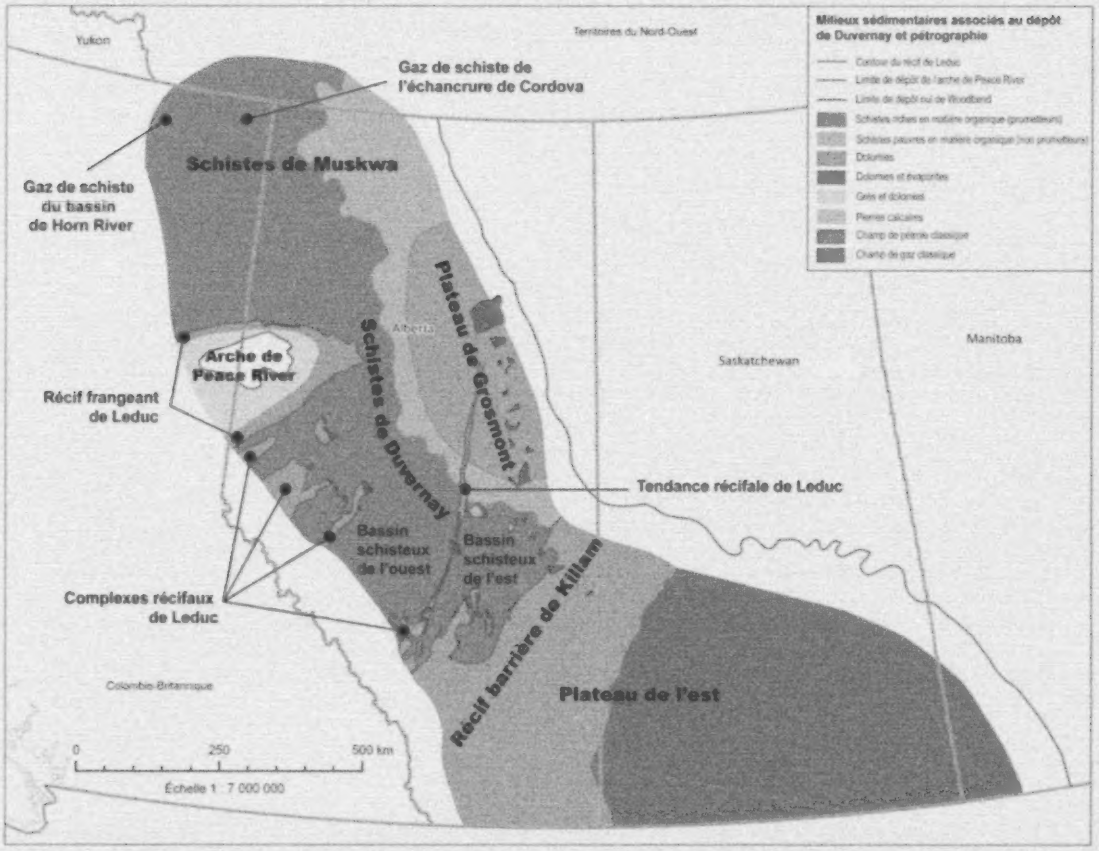
Source : Ross Smith Energy Group

Formation de Duvernay/Muskwa (Alberta)

Les schistes de Duvernay et de Muskwa sont une même formation qui porte des noms différents selon les régions. On parle ainsi de formation de Duvernay dans la partie centrale de l'Alberta et de formation de Muskwa dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique.[30] Les schistes se sont déposés dans les bassins marins entre de grands récifs et une large plate-forme de roches carbonatées en eaux peu profondes qui s'est développée durant le Dévonien moyen (figure 14). La formation de Duvernay est connue depuis longtemps comme la roche mère riche en matière organique ayant produit le pétrole et le gaz des récifs de Leduc, qui l'encerclent et qui figurent parmi les premières et les plus importantes découvertes dans l'Ouest canadien.

30 Switzer, et al., 1994. Chapitre 12, *Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. Disponible à l'adresse www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/a_ch12/ch_12.html

Figure 14 – Carte des milieux associés aux dépôts de schiste de Duvernay



Source : Carte de l'*Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin* modifiée

Les schistes de Muskwa sont déjà en exploitation, car le bassin de schistes de Horn River, situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique, renferme du gaz de schiste dont on extrait le gaz naturel.[31] En Alberta, les schistes bitumineux (riche en matière organique) des formations de Duvernay et de Muskwa suscitent de plus en plus d'intérêt, pas seulement pour le gaz de schiste, mais aussi pour le pétrole. Il semble en effet que beaucoup de secteurs de l'est et du sud-est de la formation soient plus riches en pétrole ou, tout au moins, que le gaz présent soit plus « humide » (c.-à-d. qu'il contient des liquides pétroliers s'apparentant à du pétrole très léger).

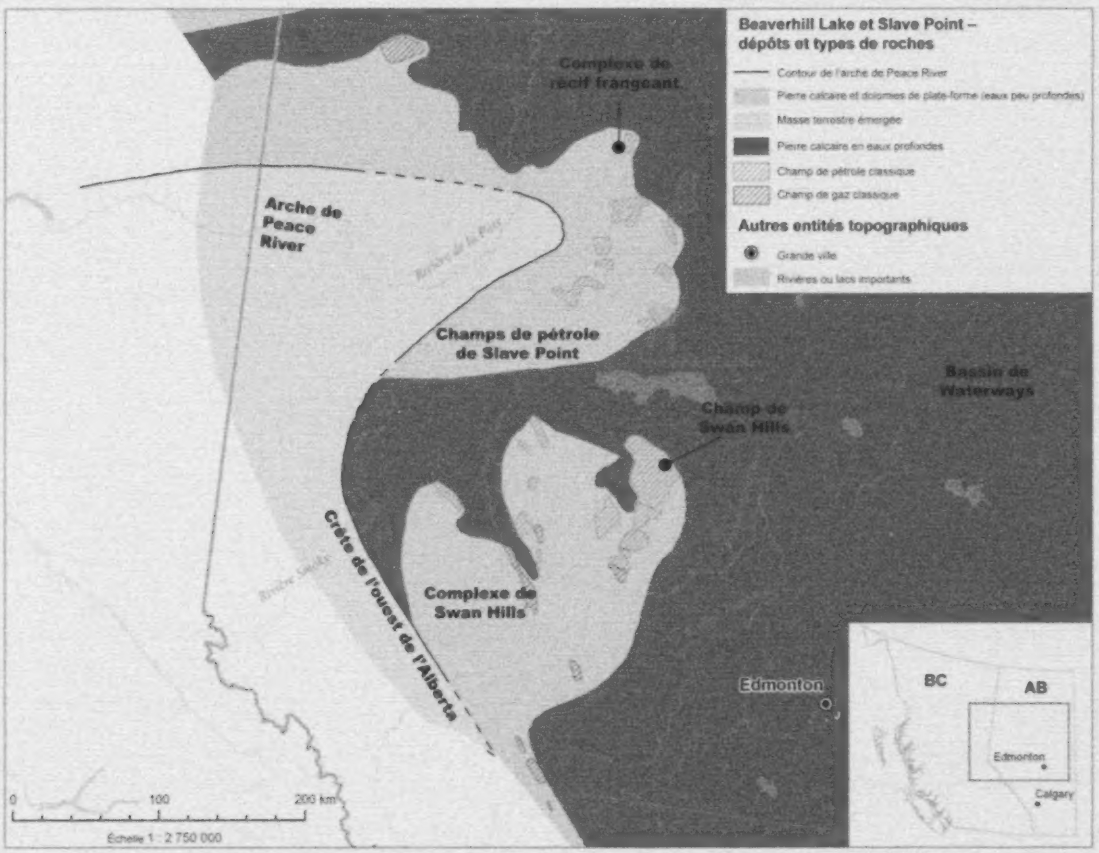
Groupe de Beaverhill Lake (Alberta)

La région de Beaverhill Lake renferme un large éventail de pierres calcaires et de dolomies qui s'y sont déposées durant le Dévonien moyen, il y a quelque 375 millions d'années, quand on trouvait une grande plate-forme de roches carbonatées dans la partie centrale de l'Alberta (figures 15 et 16). L'eau de mer peu profonde a englouti les récifs frangeants jusqu'à la bordure de la plate-forme, puis vers l'intérieur, où des bancs de marée et des pâtés et des tabliers de

31 Office national de l'énergie (ONÉ). *L'ABC du gaz de schistes au Canada*. Disponible à l'adresse www.neb-one.gc.ca

coraux ont été déposés (non sans ressemblance avec les eaux peu profondes actuelles autour de la péninsule du Yucatan, dans le golfe du Mexique, et la grande barrière de corail, en Australie). Quand le niveau de la mer est monté, certaines parties de l'intérieur de la plate-forme ont fait de même. Parallèlement, les coraux se sont empilés les uns sur les autres pour demeurer dans les eaux peu profondes et former un grand récif. Toutefois, une vaste région de la plate-forme a été « inondée » par la mer montante et a formé le nouveau plancher océanique qui, ultérieurement, été enseveli et scellé sous les boues marines.

Figure 15 – Carte des milieux et des types de dépôts de Beaverhill Lake et de Slave Point



Source : Carte de l'*Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin* modifiée

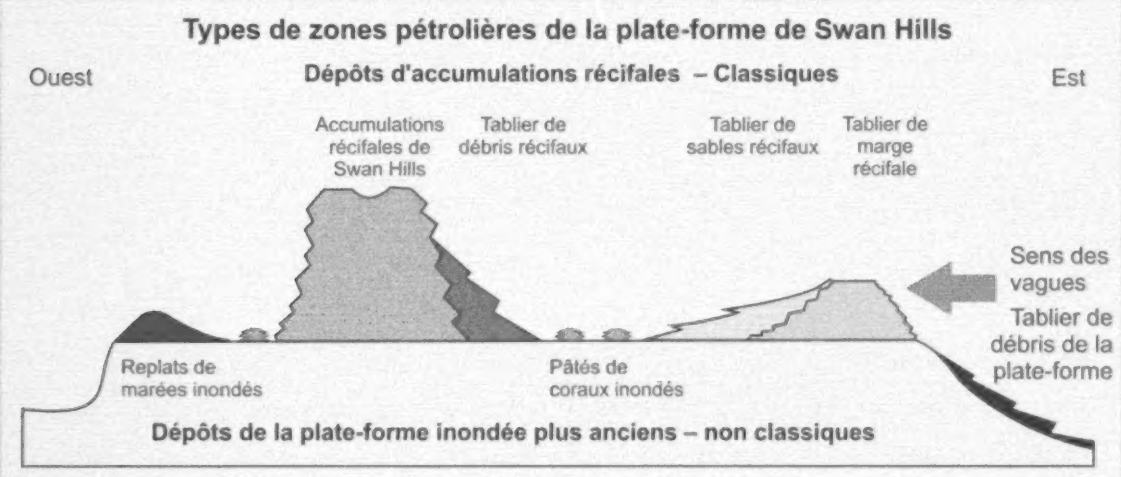
On exploite le pétrole et le gaz classiques du grand récif depuis les années 1950; il s'agit de certains des plus vastes gisements jamais découverts dans l'Ouest canadien. À titre d'exemple, on estime qu'il y a 458 10^6m^3 (2,9 milliards de barils) de pétrole initialement en place dans le champ de Swan Hills, et de ce volume, 141 10^6m^3 (0,9 milliard de barils) avaient été exploités jusqu'à la fin de 2010.[32] On a aussi extrait du pétrole et du gaz classiques des récifs frangeants qui se trouvent à la bordure des vielles plates-formes de roches carbonatées, ainsi que dans les

32 Energy Resources Conservation Board. Données annuelles sur les ressources. Juin 2011. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

tabliers de débris situés à l'extrémité de grands monticules. L'exploitation se fait maintenant autour de l'ancienne unité intérieure de la plate-forme inondée.

BMO estime qu'il y a 397 millions de m^3 (2,5 milliards de barils) supplémentaires de PIP dans les zones non classiques situées près du champ de Swan Hill.[33] La quantité de pétrole qui sera récupérée en définitive demeure une grande inconnue. En Alberta, dans la formation de Slave Point, équivalente sur le plan stratigraphique à la zone pétrolière étanche de Beaverhill Lake, on a entrepris, à une échelle réduite, le forage horizontal et la fracturation hydraulique en plusieurs étapes des champs d'Otter et d'Evi situés au nord de celui de Swan Hills.

Figure 16 - Types de gisements dans le champ de Swan Hills



Source : Diagramme de *Swan Hills Platform of West Central Alberta: "The sleeping giant"* modifié

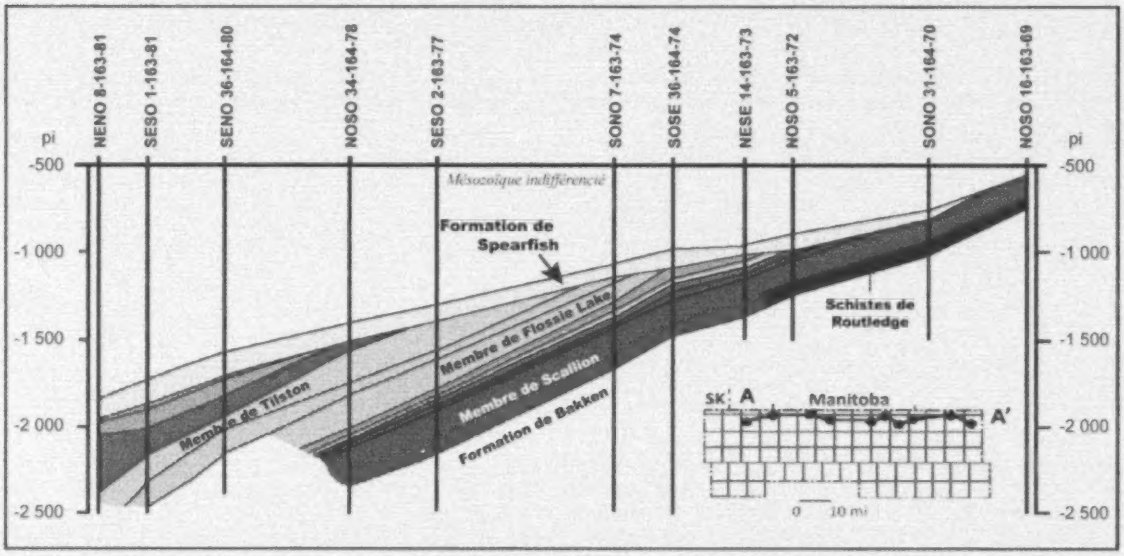
Unité inférieure de la formation d'Amaranth (Manitoba)

L'unité inférieure de la formation d'Amaranth, au Manitoba (appelée « unité inférieure de Watrous » en Saskatchewan et « formation de Spearfish » dans le Dakota du Nord) consiste en une section de grès et de siltite déposée sur une vaste surface d'érosion formée durant la période de bas niveaux de la mer qui s'est étendue à l'échelle de la planète au début du Trias.[34] Le pétrole a migré des riches formations pétrolières sous-jacentes chevauchant la surface d'érosion jusqu'à la formation de Spearfish.

33 BMO Marchés des capitaux. *Swan Hills Platform of West Central Alberta: "The sleeping giant"*, Juin 2011.

34 LeFever, Julie. *The Spearfish Formation – Another Unconventional Target*. North Dakota Industrial Commission Department of Natural Resources, janvier 2011.

Figure 17 - Schéma stratigraphique de l'unité inférieure d'Amaranth (Spearfish)



Source : North Dakota Industrial Commission Department of Natural Resources

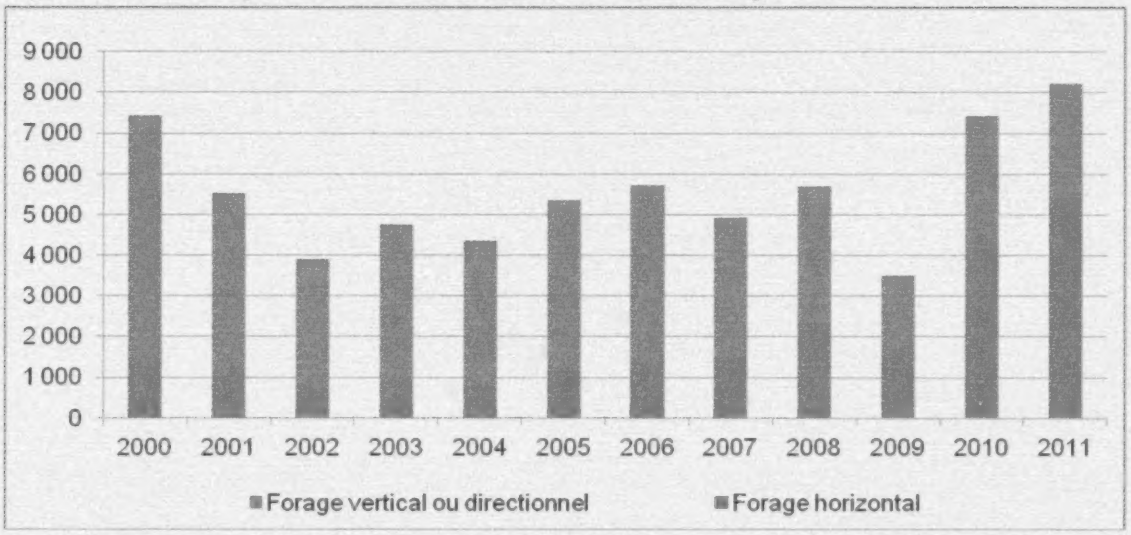
Observations

Le pétrole de réservoirs étanches pourrait accroître considérablement la production de pétrole brut léger par rapport à ce que l'on croyait il y a à peine cinq ans. Bien que le présent rapport se concentre sur huit zones pétrolières, on constate un intérêt grandissant dans d'autres zones qui pourraient s'avérer de nouvelles sources importantes de pétrole. Le nouvel approvisionnement provenant des réservoirs étanches pourrait avoir des répercussions sur les besoins de transport, car il faudra amener le pétrole du BSOC jusqu'aux marchés. L'Office continuera de surveiller la mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches, ainsi que les autres tendances constatées dans la découverte de pétrole et de gaz.

Annexe A

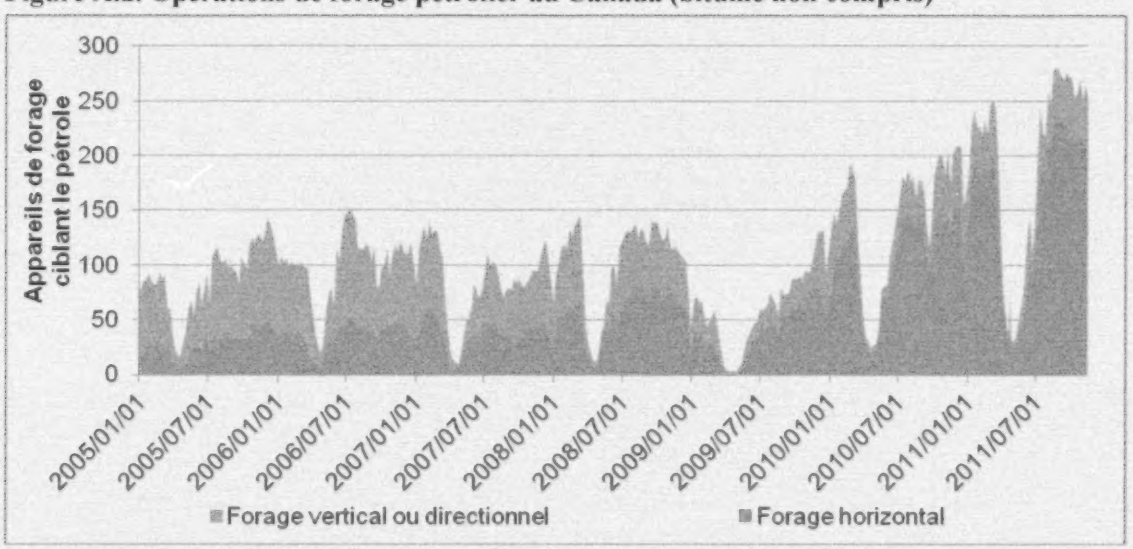
Activités pétrolières dans l'Ouest canadien (bitume non compris)

Figure A.1. Permis pétroliers dans le BSOC (bitume non compris)



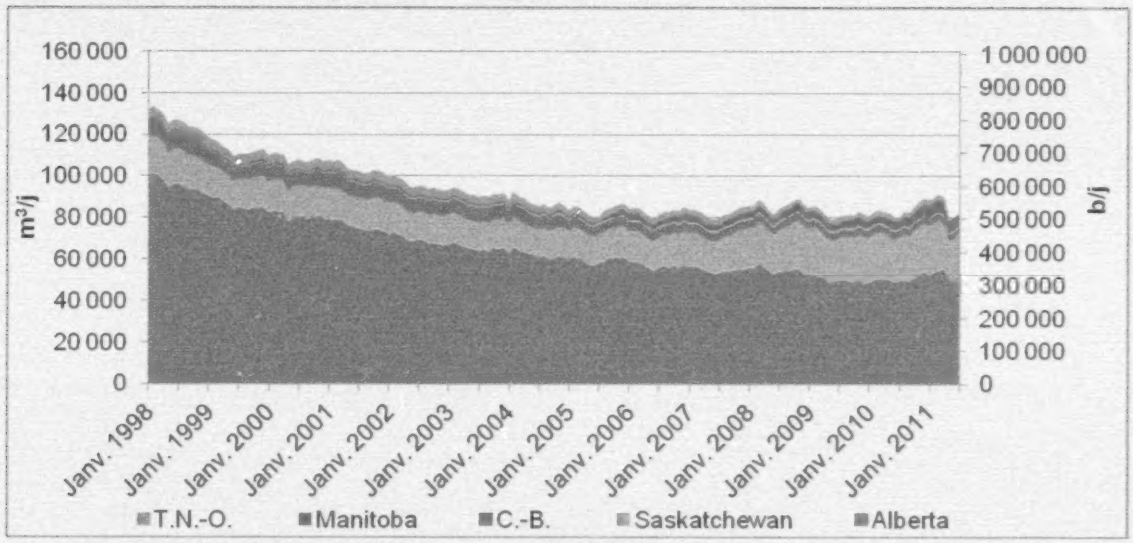
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.2. Opérations de forage pétrolier au Canada (bitume non compris)



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

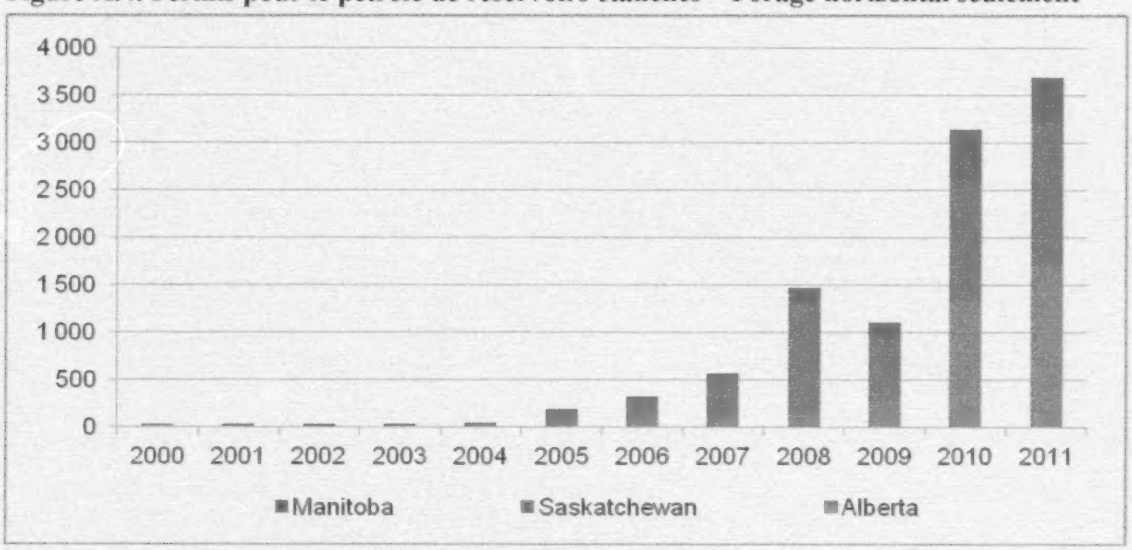
Figure A.3. Production de pétrole brut léger dans le BSOC



Source des données : ONÉ et organismes de réglementation provinciaux

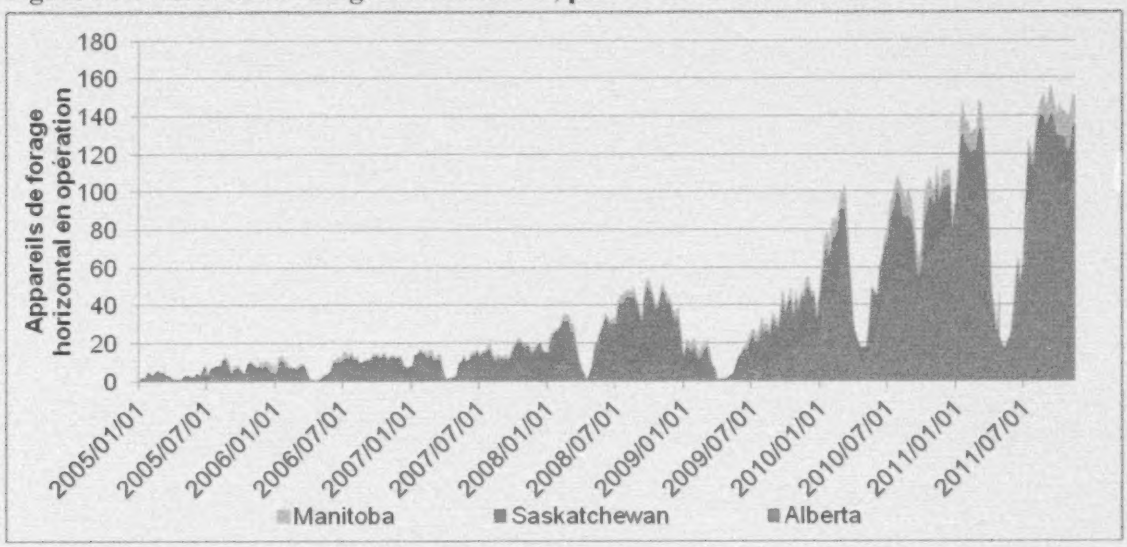
Ouest canadien – Activités liées au pétrole de réservoirs étanches

Figure A.4. Permis pour le pétrole de réservoirs étanches – Forage horizontal seulement



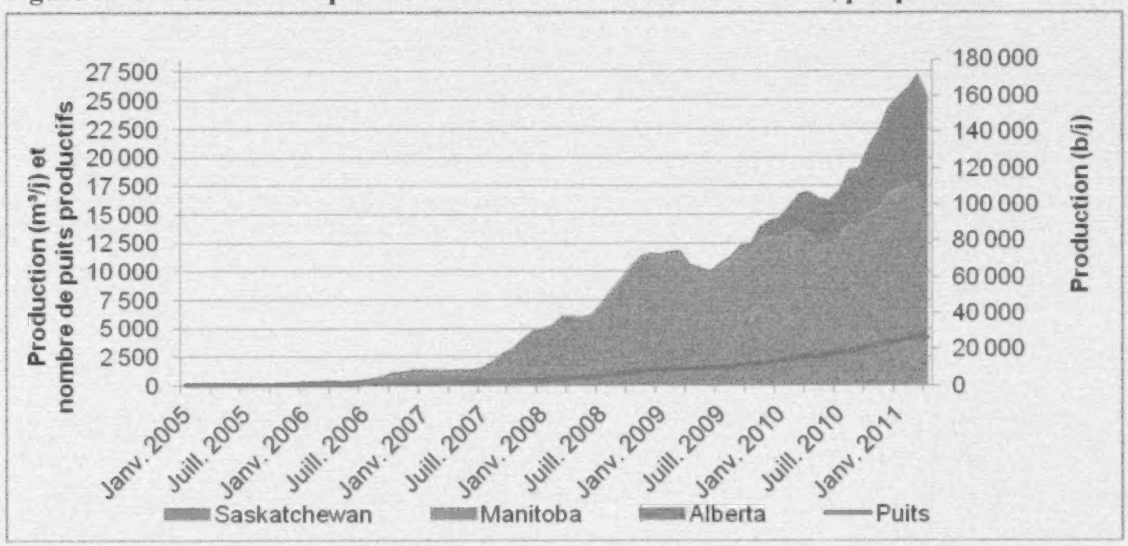
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.5. Activités de forage dans le BSOC, pétrole de réservoirs étanche



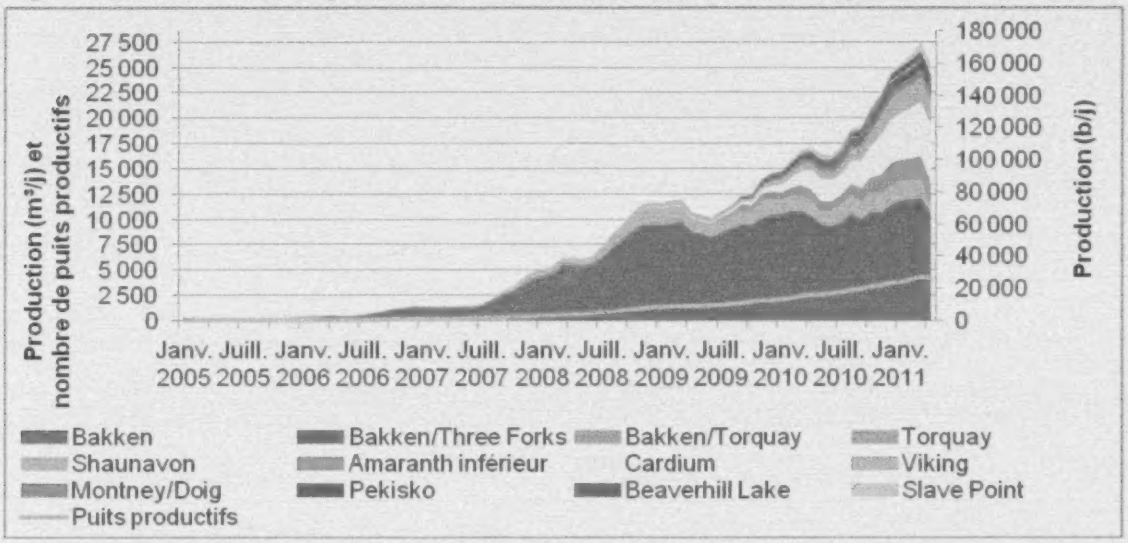
Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.6. Production de pétrole de réservoirs étanches au Canada, par province



Source des données : Divestco

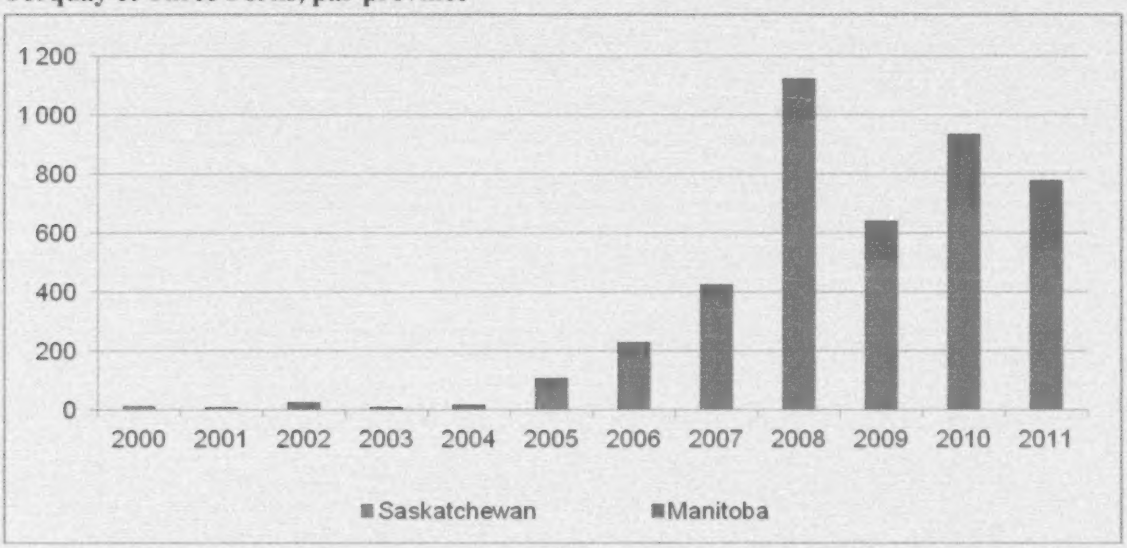
Figure A.7. Production de pétrole de réservoirs étanches au Canada, par zone



Source des données : Divestco

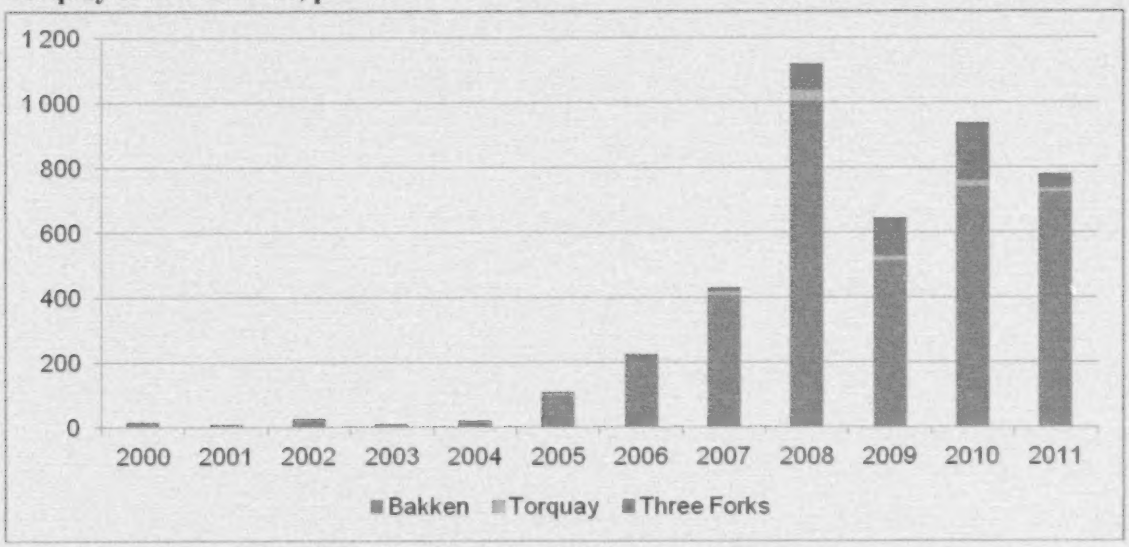
Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Bakken et les unités s'y rattachant

Figure A.8. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans les formations de Bakken, Torquay et Three Forks, par province



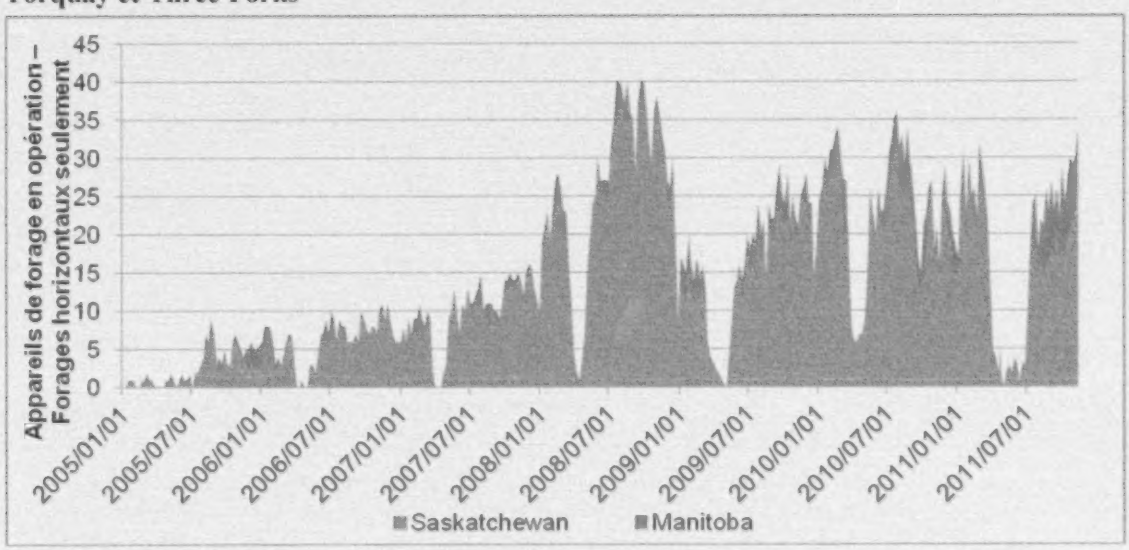
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.9. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans les formations de Bakken, Torquay et Three Forks, par zone



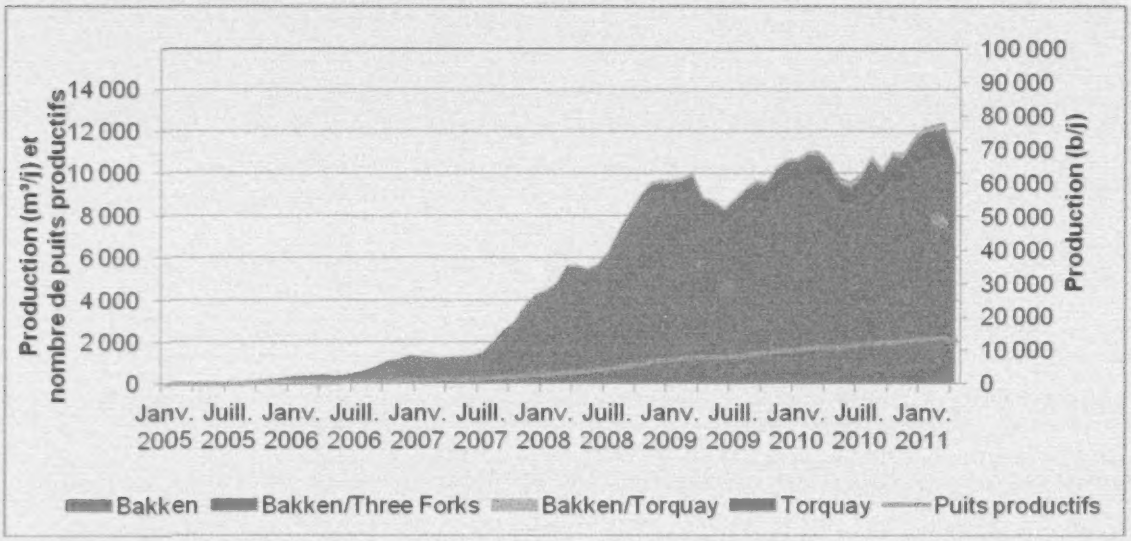
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.10. Activités de forage pétrolier dans les formations de Bakken, Torquay et Three Forks



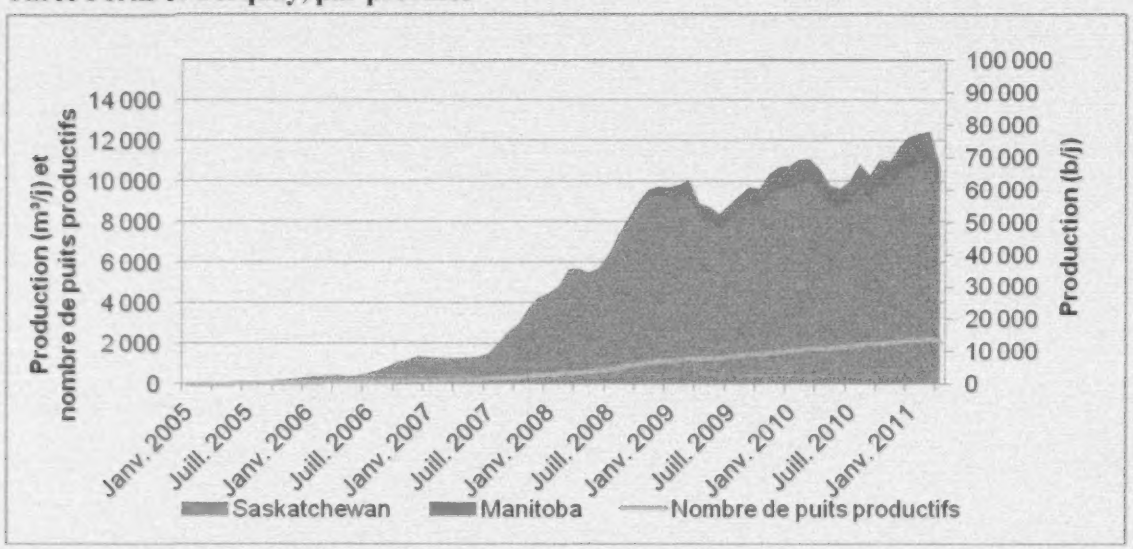
Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.11. Production de pétrole de réservoirs étanches dans les formations de Bakken, Three Forks et Torquay, par zone



Source des données : Divestco

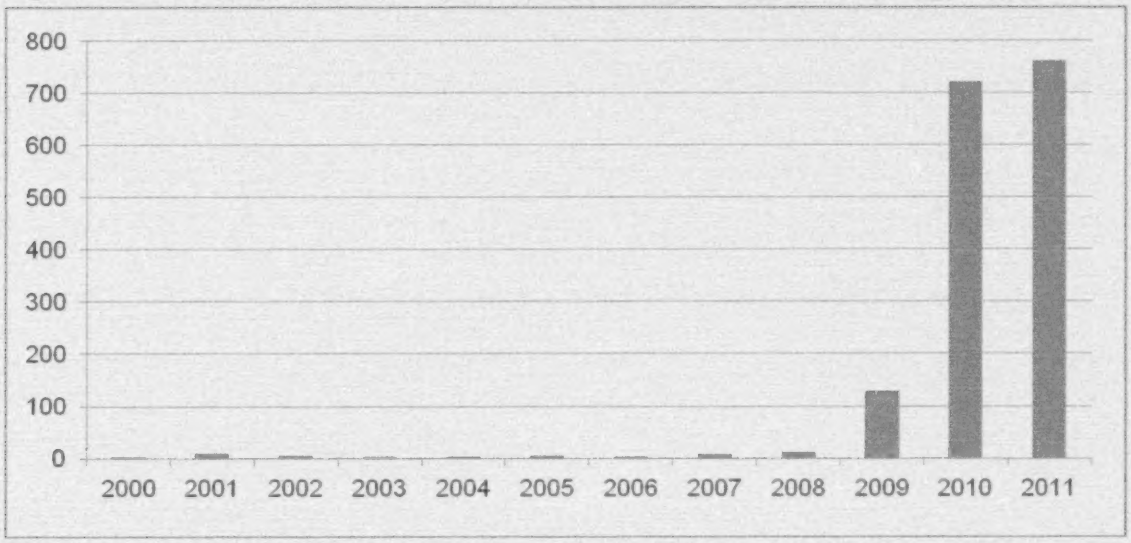
Figure A.12. Production de pétrole de réservoirs étanches dans les formations de Bakken, Three Forks et Torquay, par province



Source des données : Divestco

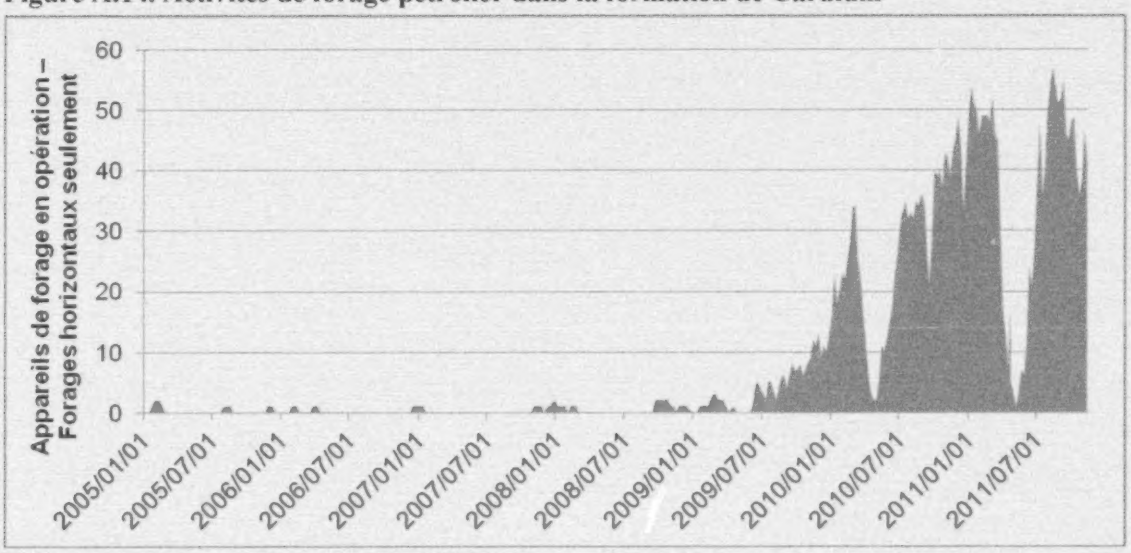
Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Cardium

Figure A.13. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans la formation de Cardium



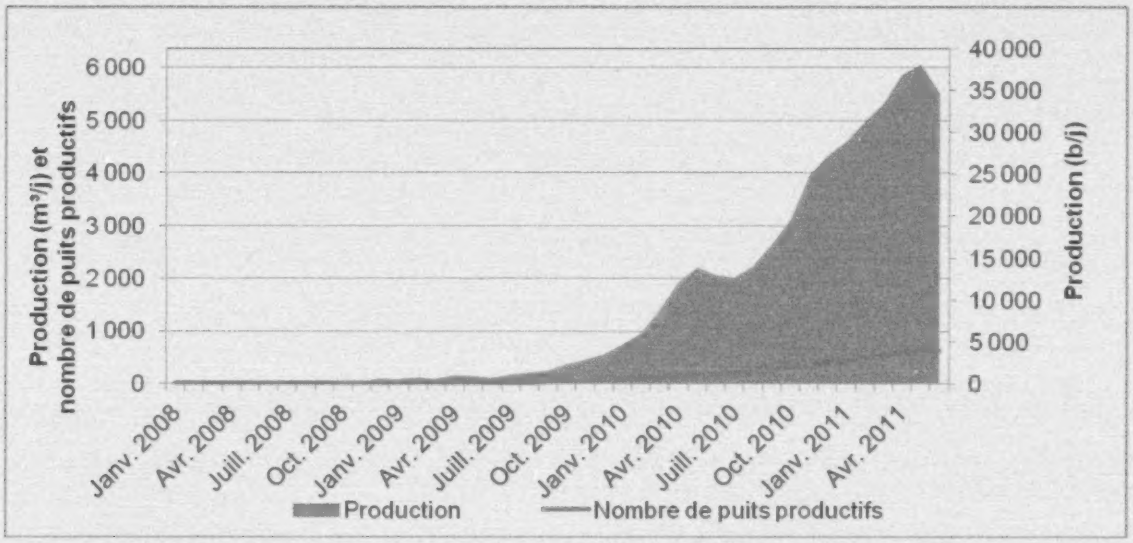
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.14. Activités de forage pétrolier dans la formation de Cardium



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

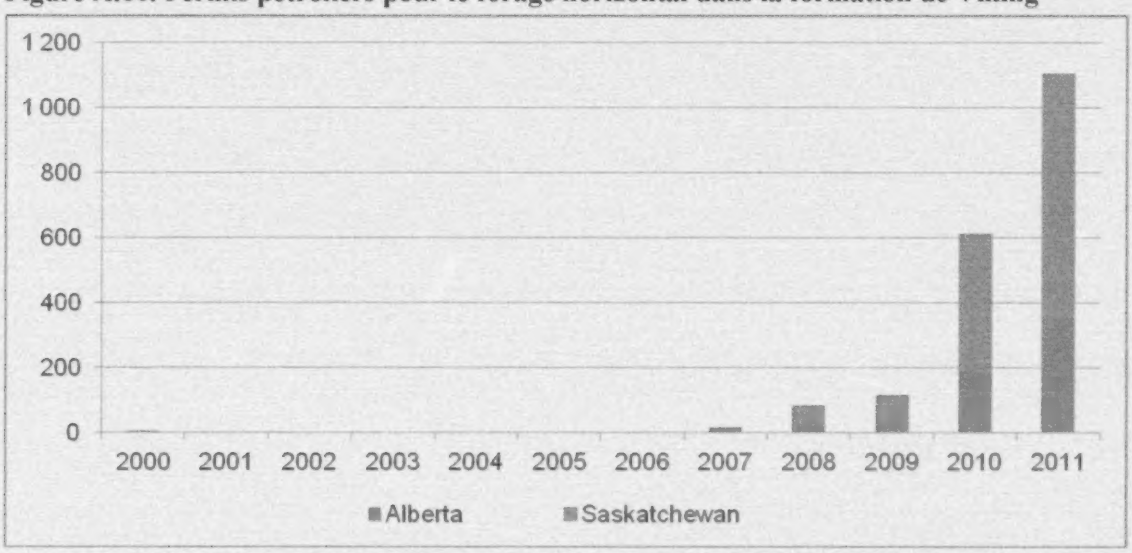
Figure A.15. Production de pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Cardium



Source des données : Divestco

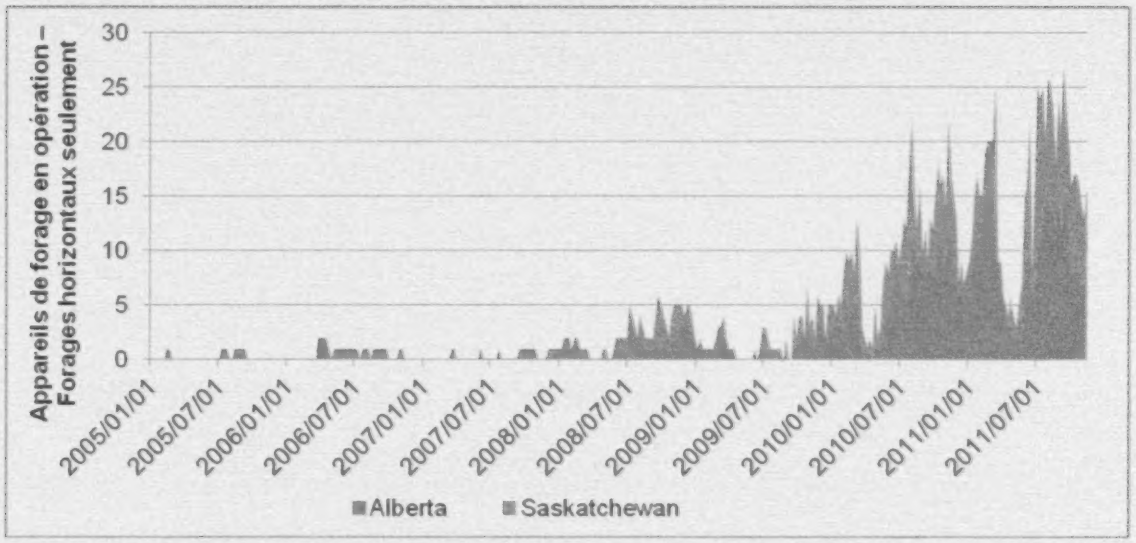
Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Viking

Figure A.16. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans la formation de Viking



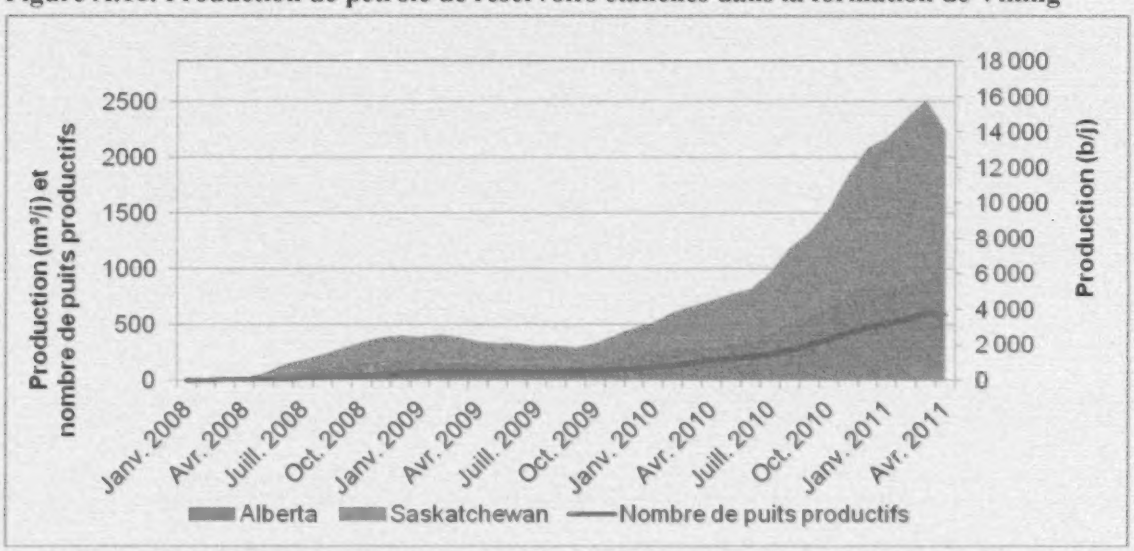
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.17. Activités de forage pétrolier dans la formation de Viking



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

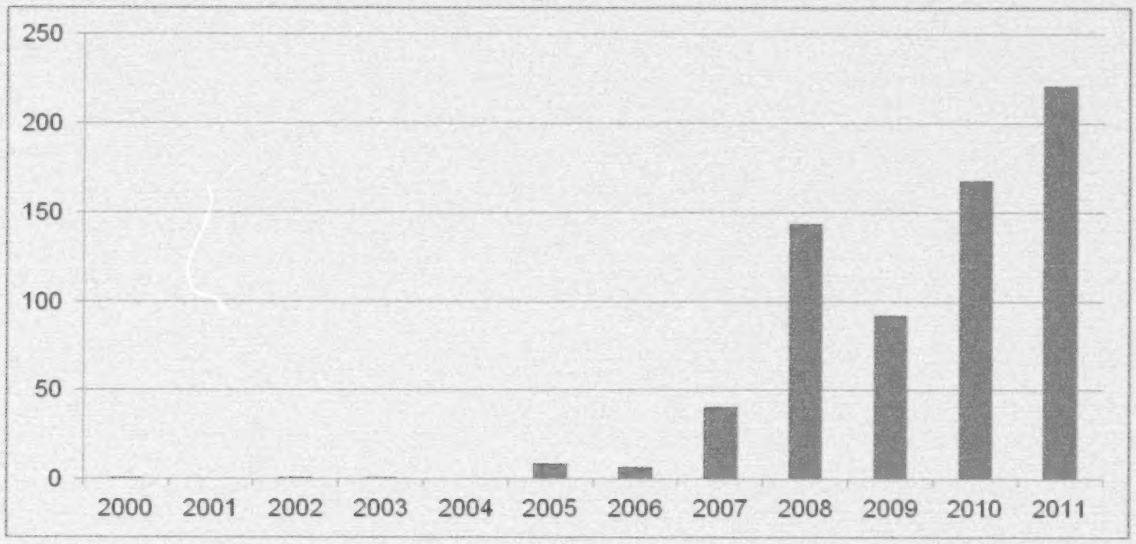
Figure A.18. Production de pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Viking



Source des données : Divestco

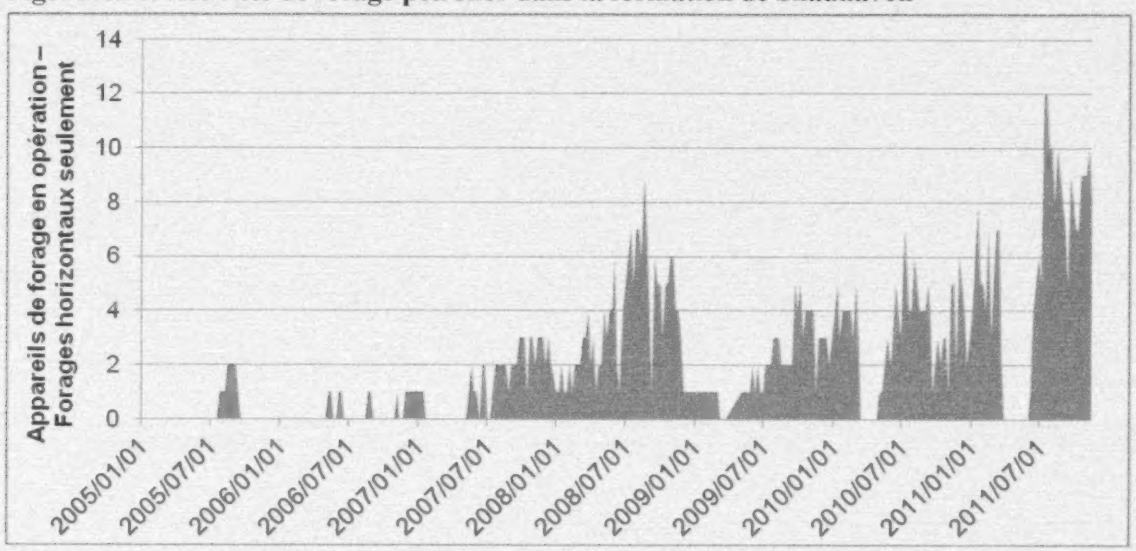
Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans l'unité inférieure de Shaunavon

Figure A.19. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans la formation de Shaunavon



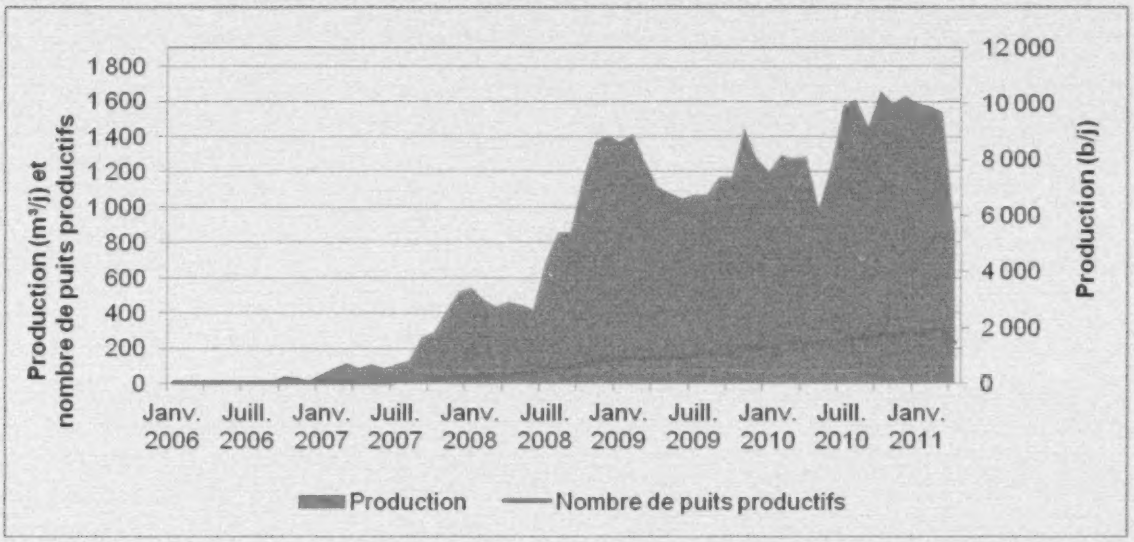
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.20. Activités de forage pétrolier dans la formation de Shaunavon



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

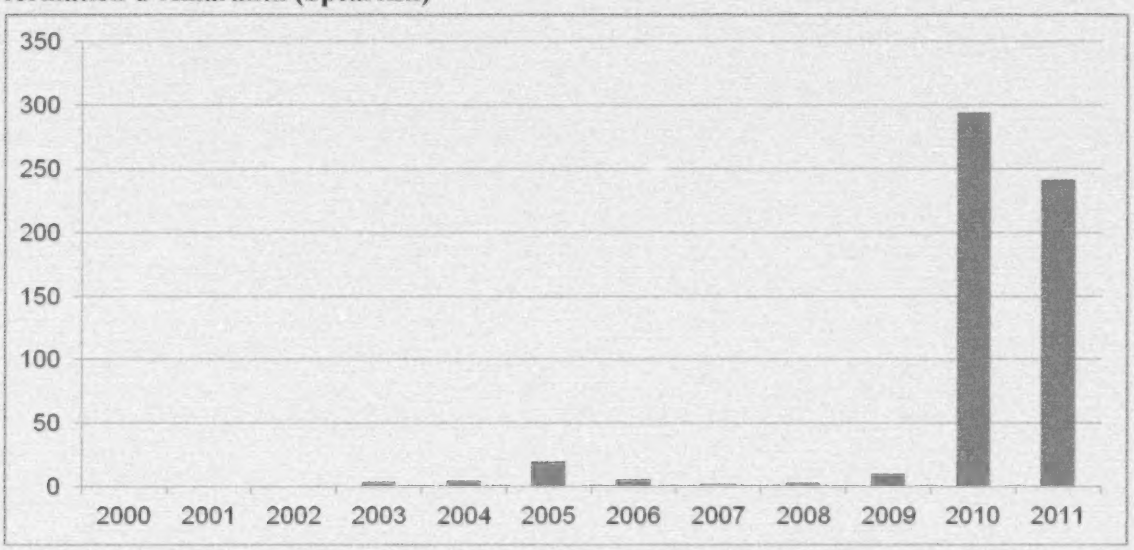
Figure A.21. Production de pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Shaunavon



Source des données : Divestco

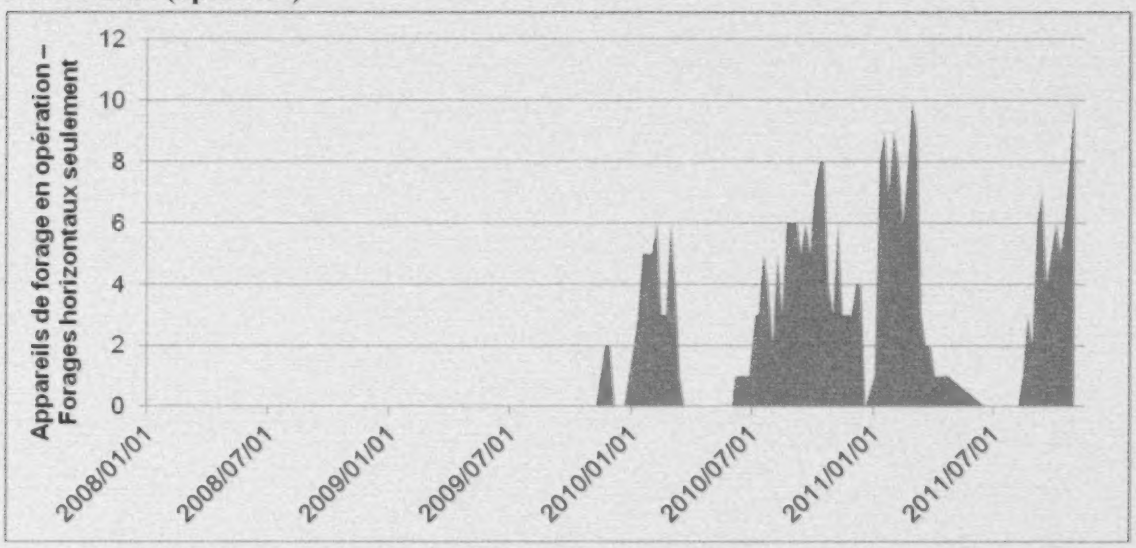
Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans l'unité inférieure de la formation d'Amaranth (Spearfish)

Figure A.22. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans l'unité inférieure de la formation d'Amaranth (Spearfish)



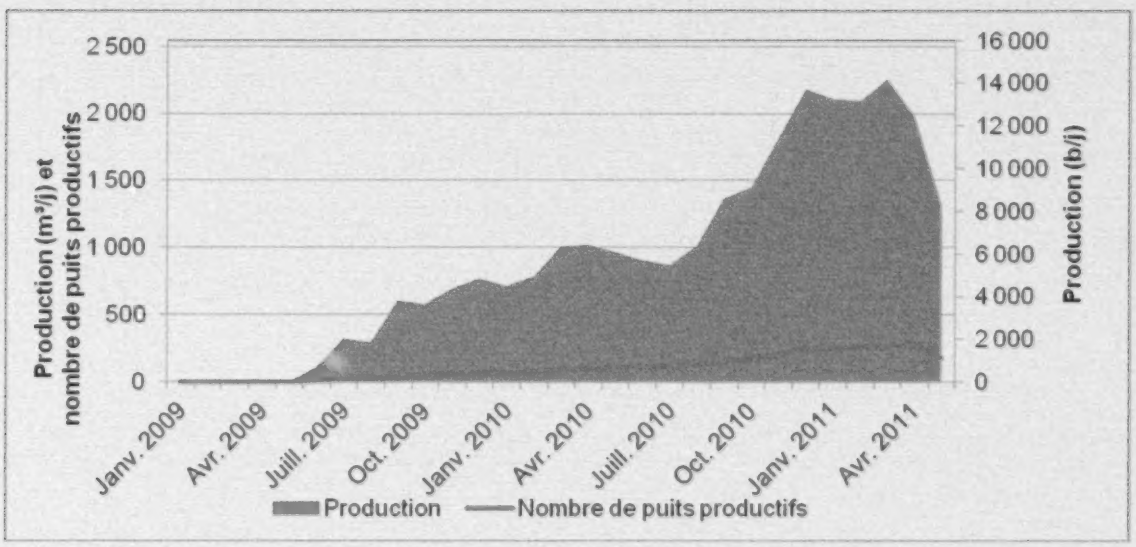
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.23. Activité de forage pétrolier dans l'unité inférieure de la formation d'Amaranth (Spearfish)



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

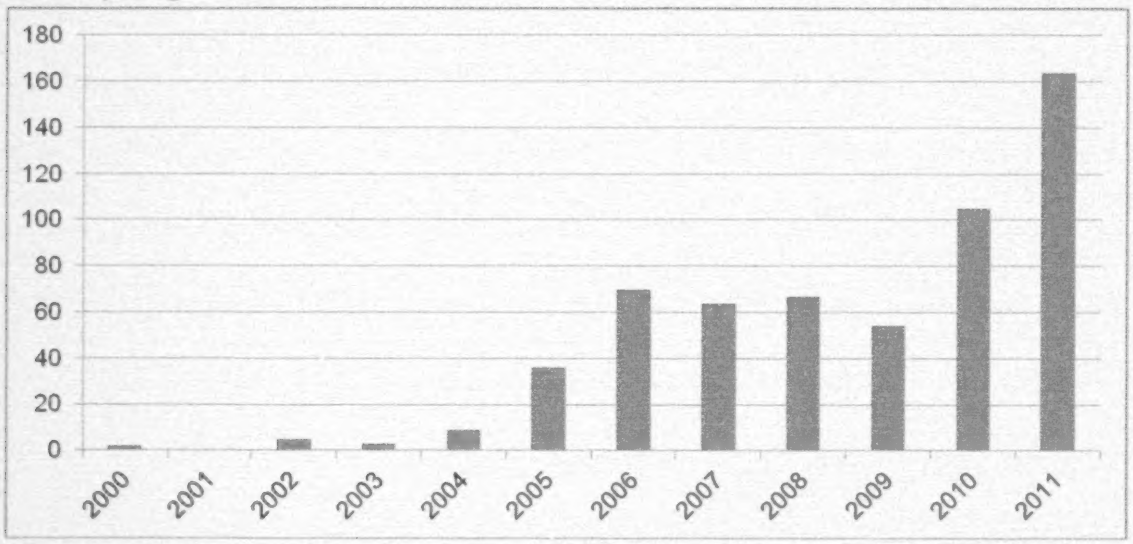
Figure A.24. Production de pétrole de réservoirs étanches dans l'unité inférieure d'Amaranth



Source des données : Divestco

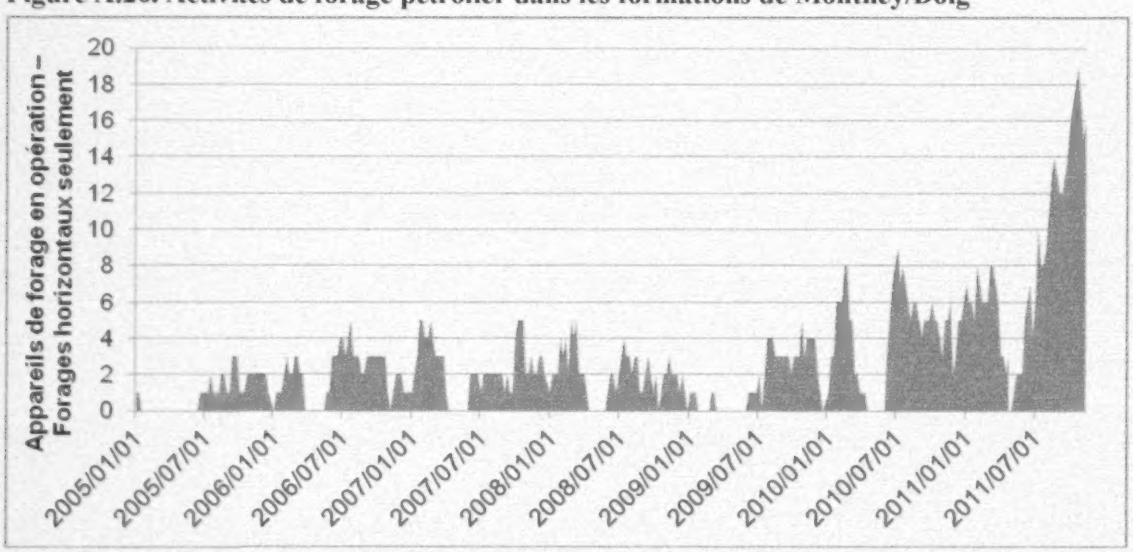
Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans les formations de Montney/Doig

Figure A.25. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans les formations de Montney/Doig



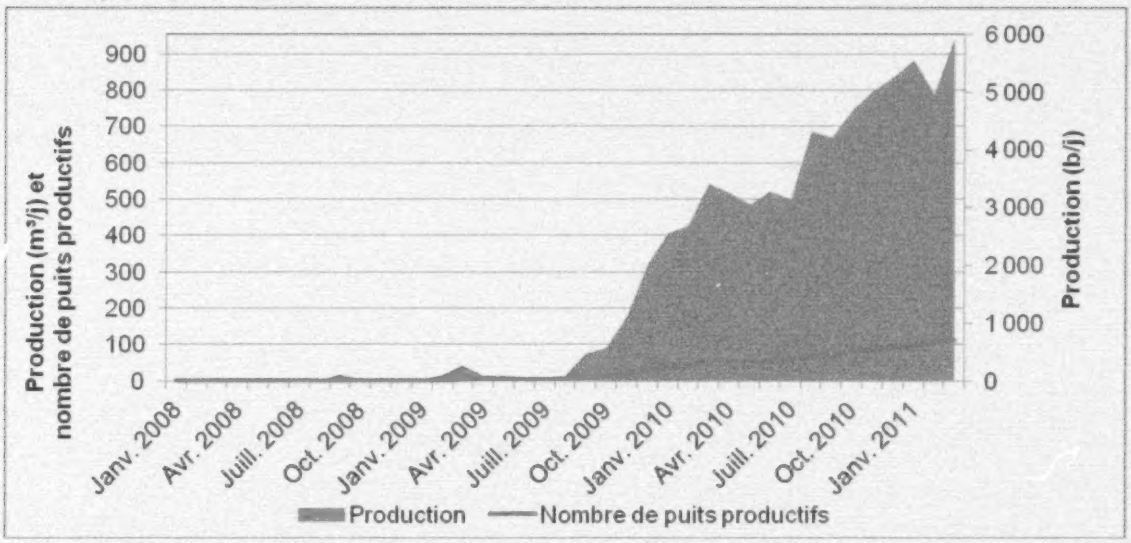
*Comprend de nombreux permis pour pétrole classique accordés de 2005 à 2009.
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.26. Activités de forage pétrolier dans les formations de Montney/Doig



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

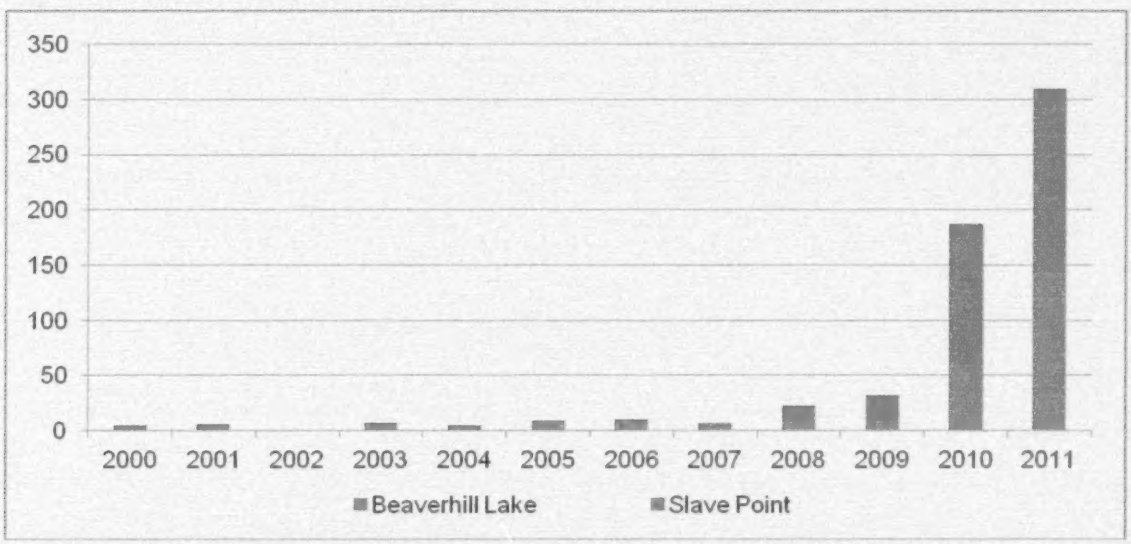
Figure A.27. Production de pétrole de réservoirs étanches dans les formations de Montney/Doig



Source des données : Divestco

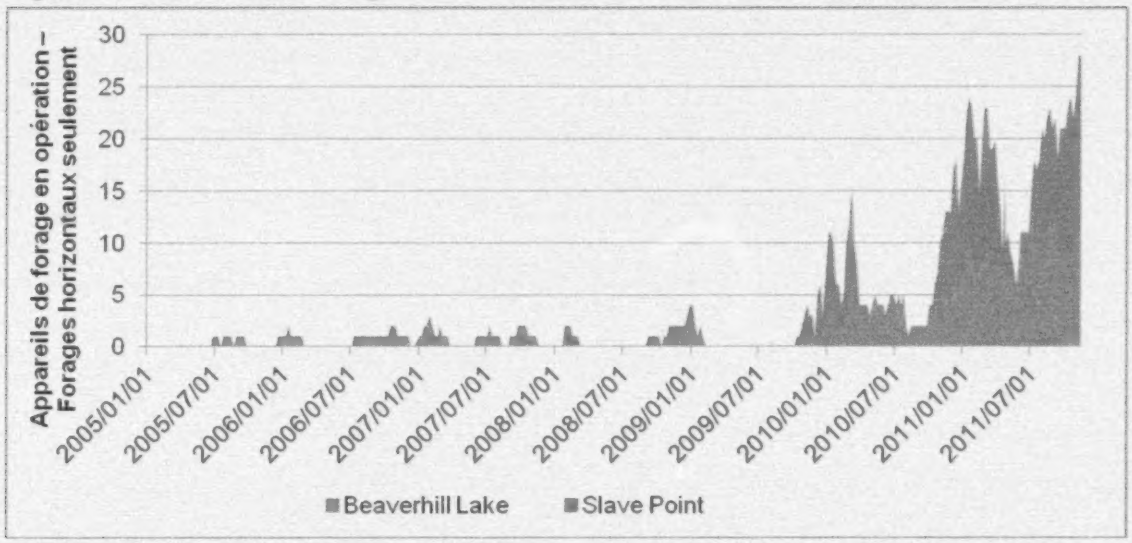
Activités liées au pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Beaverhill Lake (et des formations s'y rattachant)

Figure A.28. Permis pétroliers pour le forage horizontal dans les formations de Beaverhill Lake et de Slave Point



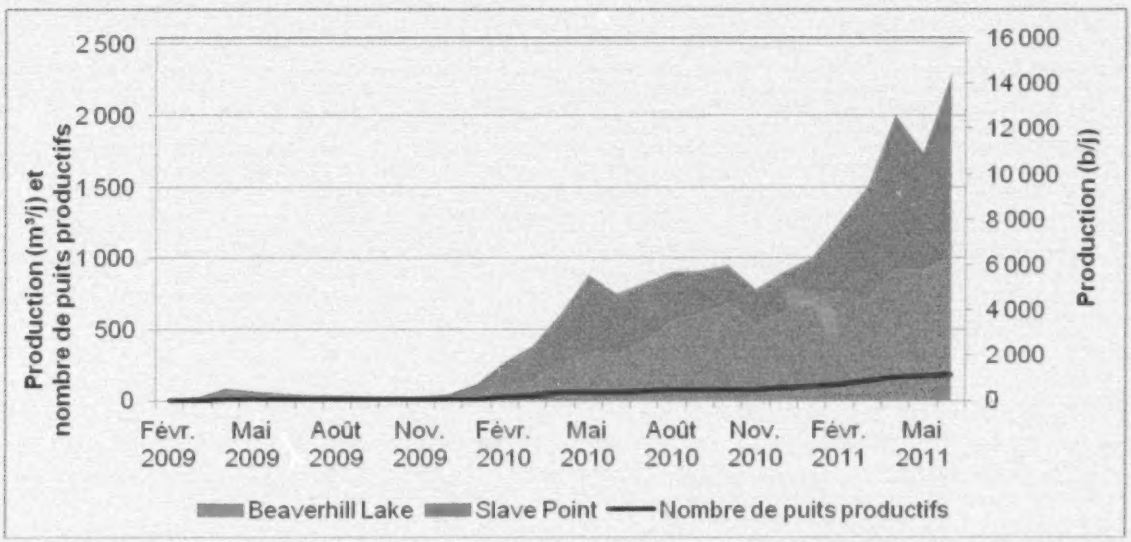
Données pour 2011 à jour à la fin d'octobre. Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.29. Activités de forage dans les formations de Beaverhill Lake et de Slave Point



Source des données : JuneWarren-Nickle's Energy Group

Figure A.30. Production de pétrole de réservoirs étanches dans les formations de Beaverhill Lake et de Slave Point



Source des données : Divestco